

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Кафедра Электроэнергетических систем

Автор: Дзариев Тимур Магометович

Группа: 5А2Б

Тема ВКР: Проектирование электрической части КЭС и релейной защиты
блока генератор-трансформатор

Научный руководитель: Филатов Геннадий Петрович

Подразделение: Энергетический институт(ЭНИН)

Кафедра: Кафедра электроэнергетических систем(ЭЭС)

Реферат

Ключевые слова: энергосистема, конденсационная электростанция, собственные нужды электростанции, релейная защита, энергоблок, социальная ответственность, показатели экономической эффективности.

Объектами исследований являются конденсационная электростанция мощностью 620 МВт и энергетический блок турбогенератор-трансформатор мощностью 210 МВт.

Цель работы: спроектировать конденсационную электростанцию установленной мощностью 620 МВт, выбрать основное оборудование, электрические аппараты, выбрать электродвигатели собственных нужд и смоделировать их самозапуск. Произвести расчет устройств релейной защиты для одного из энергоблоков и оценить чувствительность выбранной защиты.

- В ходе проведения исследования использовались аналитические, расчетные и графоаналитические методы, использована программа GTCURR. проведен структурный и функциональный анализ электрической схемы электростанции;
- выбраны силовое оборудование и электрические аппараты для проектируемой электростанции;
- выбраны электродвигатели собственных нужд и смоделирован их успешный самозапуск;
- произведен выбор и расчет устройств релейной защиты для энергетического блока генератор-трансформатор.

В процессе работы использовались аналитические, расчетные и графоаналитические методы, использована программа «Мустанг».

Степень внедрения: частичная.

Область применения: используемая методика исследования может быть рекомендована для применения в проектных организациях.

Экономическая эффективность определяется заранее проведенными расчетами без реального ущерба ЭЭС.

В будущем планируется предложить проектной организации использование расчетной части КЭС.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ЭЭС – электроэнергетические системы;

КЭС – конденсационная электрическая станция;

ЭДС – электродвижущая сила;

РПН – регулирования напряжения под нагрузкой;

СТС – Система тиристорного самовозбуждения;

БЩУ – блочные щиты управления;

ТГ – турбогенератор;

ВЛ – воздушная линия;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

РМ - реактивная мощность.

ВЕДЕНИЕ

Проблема и ее актуальность. Среди многих ветвей народного хозяйства энергетика занимает ведущее положение.

Электроэнергетическая система представляет собой совокупность электростанций, всего оборудования на них, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и участвующих в непрерывном процессе производства, передачи и потребления электроэнергии. Нарушение работы хотя бы одного из этих устройств может привести к нарушениям в режимах работы других, что может привести к серьёзным последствиям: отключение электричества крупных районов, массовому недоотпуску электроэнергии и нарушению сложного технологического процесса крупных промышленных предприятий.

Без высокоэффективной и надежной релейной защиты, являющейся первой ступенью противоаварийной автоматики, невозможно обеспечить надежную, бесперебойную работу энергосистемы. Требования к устройствам релейной защиты возрастают по мере увеличения мощности электростанций, установки нового дорогостоящего оборудования и агрегатов. Сказанное обуславливает необходимость непрерывного совершенствования системы устройств РЗА, применения новейших достижений в области электроники и вычислительной техники.

Целью работы является проектирование конденсационной электростанции установленной мощностью 620 МВт и релейной защиты блока генератор-трансформатор. Выбрать основное силовое оборудование, электрические аппараты, оборудования для электроснабжения собственных нужд и проектирование главной схемы электрической станции.

Объект исследования. Объектом исследования является конденсационная электрическая станция.

Предмет исследования. Выбор оборудования для КЭС, выбор релейной защиты, а также описание расчетного присоединения.

Практическая значимость результатов ВКР. Полученные в работе практические результаты в дальнейшем могут быть использованы для учебных, научных и исследовательских целей.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС

Распределительное устройство высшего напряжения 330 кВ (РУ ВН)

Распределительное устройство среднего напряжения 110 кВ (РУ СН)

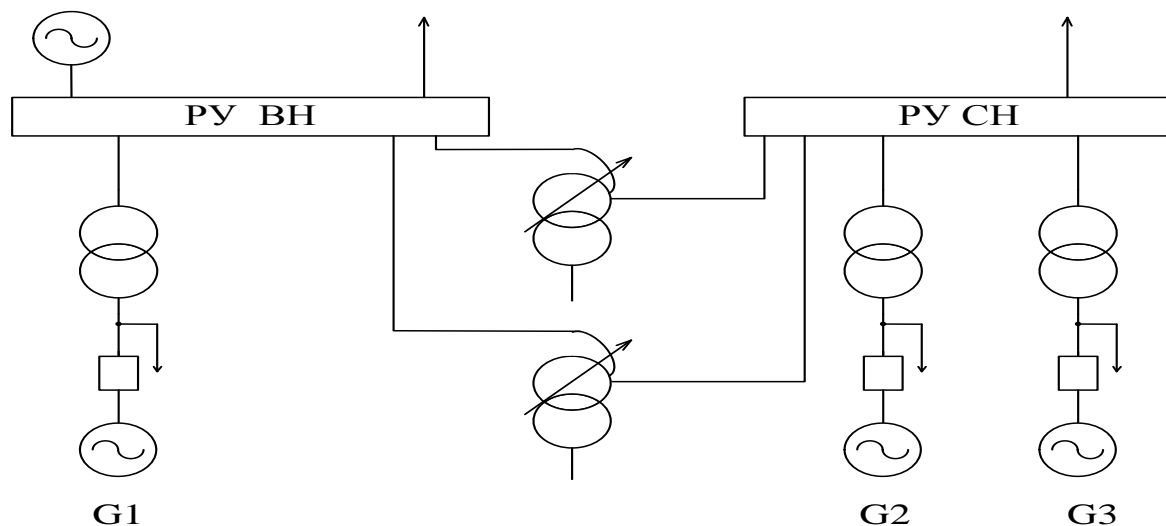


Рисунок 1- Выбор структурной схемы

Таблица 1 - Данные турбогенераторов

Тип	Частота вращения об/мин.	Номинальные значения					T''d(3)
		S _{НОМ} , МВт	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , кА	cos φ _{НОМ}	
ТГВ-200-2УЗ	3000	235,63	200	15,75	8,625	0,85	0,54
ТГВ-210 - 2МУЗ	3000	247	210	15,75	9,5	0,85	0,33

2. ВЫБОР ТИПА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Условия выбора:

Таким образом, выбираем генераторы типа ТГВ-200-2МУЗ и ТГВ-200-2УЗ, [1, стр. 18, табл. 1].

Расшифровка обозначений:

ТГ – турбогенератор;

В - водородное охлаждение обмоток;

3000 - номинальная активная мощность генератора, МВт;

2 – число полюсов;

М- модифицированный

У – генератор принадлежит к использованию для “умеренного” климата;

З – в закрытом помещении с естественной вентиляцией.

Таблица 2 – сопротивления и соединения обмоток ТГ

Маркировка	I _{ном} , кА	X _d "	X _d	X ₂	Ta ⁽³⁾ , с	Схема соединения обмоток
ТГВ-200- 2УЗ	8,625	0,195	1,184	0,238	0,54	YY
ТГВ-210 2МУЗ	9,5	0,225	2,00	0,267	0,33	YY

Таблица 2.1 – Система возбуждения и охлаждения

Маркировка	Виды систем возбуждения	Описание системы охлаждения (охлаждаемая среда)		
		Статора		ротора
		Обмотки	Стали	Обмотки
ТГВ-200-2УЗ	ТС (СТВ-200)	НВ	НВ	НВ
ТГВ-210 2МУЗ	ТС (СТВ-200)	Н/Водой	Н/В	Н/В

Система охлаждения:

ТГВ

Охлаждение обмотки статора - непосредственное водяное охлаждение. Корпус статора турбогенератора цилиндрический, сварной, неразъемный, в который встроены четыре горизонтально расположенные газоохладителя. Пазы статора открытые прямоугольные. Обмотка статора трехфазная двухслойная с транспозицией элементарных проводников. Стержни обмотки турбогенератора из сплошных и полых проводников, по которым циркулирует охлаждающая дистиллированная вода. Лобовые части обмотки корзиночного типа. При непосредственном охлаждении вода циркулирует по внутри проводниковым каналам и, соприкасаясь непосредственно с нагретой медью, отводят от нее теплоту при максимальной эффективности теплопередачи, так как между источником тепла и охлаждающей средой нет никаких барьеров. Большим преимуществом такой системы является также небольшая тепловая нагрузка изоляции.

впуска и выпуска газа по длине ротора чередуются.

.Тиристорная система самовозбуждения (ТС)

Система тиристорного самовозбуждения (СТС) предназначена для питания обмоток возбуждения турбо и гидрогенераторов выпрямленным регулируемым током. Питание тиристорного выпрямителя осуществляется через трансформатор, подключенный к генераторному токопроводу. Для запуска генератора предусмотрена цепь начального возбуждения, которая автоматически формирует кратковременный импульс напряжения на обмотке ротора до появления ЭДС обмотки статора генератора. Импульс напряжения достаточен для поддержания устойчивой работы тиристорного преобразователя в цепи самовозбуждения. Питание цепей начального возбуждения осуществляется как от источника переменного тока, так и от стационарной аккумуляторной батареи. В системе СТС выпрямленное номинальное напряжение составляет до 500 В, а выпрямленный номинальный ток – не более 4000 А. Благодаря высокому быстродействию управляемого выпрямителя и предельным уровням напряжения и тока возбуждения в сочетании с эффективными законами управления система СТС обеспечивает

высокое качество регулирования и большие запасы устойчивости энергосистем.

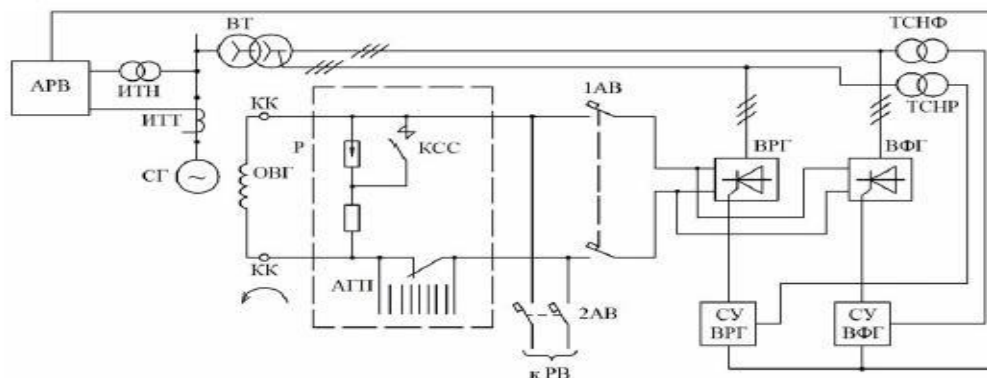


Рис 2. Система тиристорного самовозбуждения

Описание элементов: КК-контактные кольца; КСС- контактор самосинхронизации; РВ – резервный возбудитель; АГП – автомат гашения поля; ВРГ, ВФГ – тиристорные вентили рабочей и форсировочной групп; СУВРГ, СУВФГ, СУВВВ – системы управления вентилем соответствующих групп; ТСНР, ТСНФ – трансформаторы СН тиристорных выпрямителей рабочей и форсировочной групп; ВТ-выпрямительный трансформатор; СГ – синхронный генератор; ОВГ – обмотка возбуждения генератора; АРВ-автоматический регулятор возбуждения; ИТТ, ИТН – измерительные трансформаторы тока и напряжения.

3. ОБЩИЙ БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ

3.1. Баланс активных мощностей

$$P_{уст} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{ном}^{Gi} \cdot n_{Gi} = 1 \cdot 200 + 2 \cdot 210 = 620 (МВт)$$

где $P_{ном}^{Gi}$ -

N_G –

n_{Gi} –

$$P_{с.н.} = \frac{K_{с.н.}}{100} \cdot P_{уст} = \frac{8}{100} \cdot 620 = 49.6(MBm),$$

где $K_{с.н.}$ –

– на напряжении $U_{PYBH} = 330 \text{ кВ}$

$$P_{PAC}^{BH} = N_W \cdot P_{\max}^{BH} \cdot K_{одн} = 2 \cdot 155 \cdot 0,82 = 254.2(MBm);$$

где N_W – число линий нагрузки на данном напряжении.

– на напряжении $U_{PYCH} = 110 \text{ кВ}$

$$P_{PAC}^{CH} = N_W \cdot P_{\max}^{CH} \cdot K_{одн} = 6 \cdot 50 \cdot 0,8 = 240(MBm);$$

– суммарная нагрузка

$$P_{PAC}^{\Sigma} = P_{PAC}^{BH} + P_{PAC}^{CH} = 254 + 240 = 494.2(MBm);$$

4. Расчёт перетока активной мощности на электростанции (резерва):

$$P_{ПЕРЕТОК} = P_{уст} - P_{с.н.} - P_{PAC}^{\Sigma} = 620 - 49.6 - 494.2 = 76.2(MBm);$$

3.2. Баланс реактивных мощностей

1. Расчёт суммарной реактивной мощности генераторов:

$$Q_{\Sigma G} = \sum_N N_G \cdot Q_{НОМ G},$$

где N_G

$$Q_{НОМ G1} = tg(\arccos(\cos \phi_{G1})) \cdot P_{НОМ G1} = tg(\arccos(0,85)) \cdot 200 = 124(Mвар)$$

$$Q_{НОМ G2} = tg(\arccos(\cos \phi_{G2})) \cdot P_{НОМ G2} = tg(\arccos(0,85)) \cdot 210 = 130(Mвар)$$

$$Q_{\Sigma G} = 124 + 2 \cdot 243.6 = 384(Mвар)$$

$$Q_{C.H.} = \frac{K_{C.H.} \cdot Q_{\Sigma G}}{100} = \frac{8 \cdot 384}{100} = 30,74 (\text{Мвар})$$

3. Расчёт реактивной нагрузки внешних потребителей энергоустановки:

– на напряжении $U_{PY BH} = 330 \text{ В}$

$$Q_{PAC}^{BH} = N_W \cdot Q_{\max}^{BH} \cdot K_{одн},$$

$$Q_{\max}^{BH} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \phi_{BH})) \cdot P_{\max}^{BH} = \operatorname{tg}(\arccos(0,78)) \cdot 155 = 120 (\text{Мвар})$$

$$Q_{PAC}^{BH} = 2 \cdot 120 \cdot 0,82 = 203,94 (\text{Мвар})$$

где N_W – число линий нагрузки на данном напряжении.

– на напряжении $U_{PY CH} = 110 \text{ кВ}$

$$Q_{PAC}^{CH} = N_W \cdot Q_{\max}^{CH} \cdot K_{одн},$$

$$Q_{\max}^{CH} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \phi_{CH})) \cdot P_{\max}^{CH} = \operatorname{tg}(\arccos(0,79)) \cdot 50 = 38,5 (\text{Мвар})$$

$$Q_{PAC}^{CH} = 6 \cdot 38,5 \cdot 0,8 = 186,26 (\text{Мвар})$$

– суммарная нагрузка

$$Q_{PAC}^{\Sigma} = Q_{PAC}^{BH} + Q_{PAC}^{CH} = 203,94 + 186,26 = 390,2 (\text{Мвар})$$

4. Расчёт перетока реактивной мощности на электростанции (резерва):

$$Q_{\text{ПЕРЕТОК}} = Q_{\Sigma G} - Q_{C.H.} - Q_{PAC}^{\Sigma} = 384 - 30,72 - 390,2 = -36,92 (\text{Мвар})$$

3.3. Баланс полных мощностей

$$S_{\Sigma G} = \sqrt{P_{\Sigma G}^2 + Q_{\Sigma G}^2} = \sqrt{620^2 + 384^2} = 729,411 (\text{МВА})$$

$$2. \quad S_{C.H.} = \frac{K_{C.H.} \cdot S_{\Sigma G}}{100} = \frac{8 \cdot 730}{100} = 58,4 (\text{МВА})$$

– на напряжении $U_{PY BH} = 330 \text{ кВ}$

$$S_{PAC}^{BH} = \frac{P_{PAC}^{BH}}{\cos \phi_{BH}} = \frac{254}{0,78} = 325,89 (\text{МВА})$$

– на напряжении $U_{PYCH} = 110 \text{ кВ}$

$$S_{PAC}^{CH} = \frac{P_{PAC}^{CH}}{\cos \phi_{CH}} = \frac{240}{0,79} = 303.8 (\text{MBA})$$

– суммарная нагрузка

$$S_{PAC}^{\Sigma} = \sqrt{(P_{PAC}^{\Sigma})^2 + (Q_{PAC}^{\Sigma})^2} = \sqrt{494.20^2 + 390.20^2} = 629.67 (\text{MBA})$$

$$4S_{ПЕРЕТОК} = \sqrt{P_{ПЕРЕТОК}^2 + Q_{ПЕРЕТОК}^2} = \sqrt{76.20^2 - 36.70^2} = 84.58 (\text{MBA}).$$

4.3. Аналитический расчет продолжительных режимов

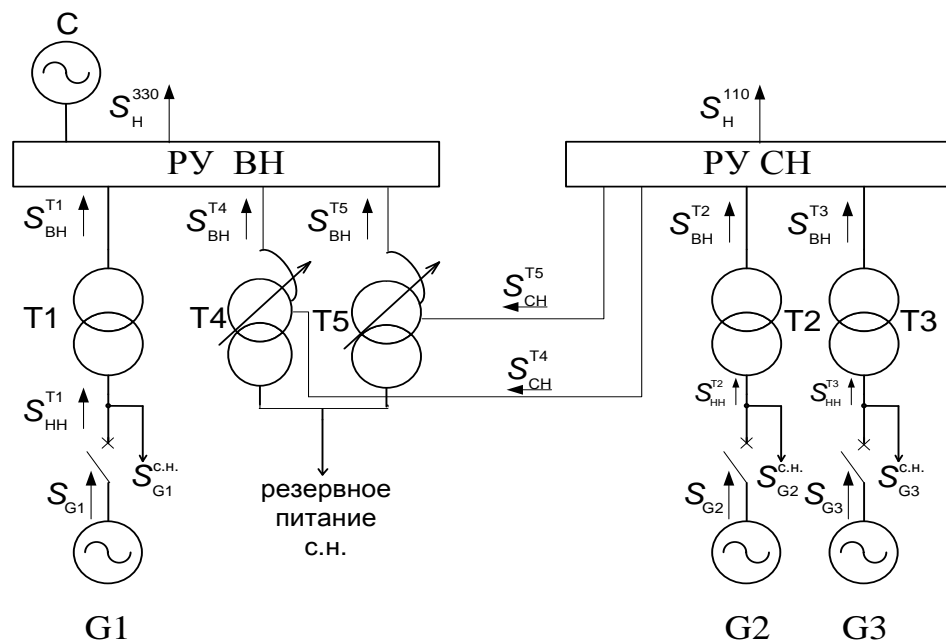


Рисунок 4.1 – Структурная схема электростанции

Расчетные формулы:

$$P_{G1} = 200 \text{ MBm};$$

$$P_{G2} = P_{G3} = 210 \text{ MBm};$$

$$Q_{G1} = 200 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,85) = 124 \text{ Mвар}; \quad Q_{G2} = Q_{G3} = 210 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,85) = 130.2 \text{ Mвар};$$

$$S_{G1} = 200 + 124i = 234.27 \text{ MBA}; \quad S_{G2} = S_{G3} = 210 + 130.2i = 245.93 \text{ MBA};$$

$$P_H^{110} = 240 \text{ MBm};$$

$$Q_H^{110} = 186.24 \text{ Mвар};$$

В качестве примера расчета рассмотрим режим максимальной нагрузки

T1:

$$S_{HH}^{T1} = S_{BH}^{T1}$$

$$S_{BH}^{T1} = S_{G1} - S_{G1}^{C.H} = S_{G1} - 0.08 \cdot S_{G1} = 0.92 \cdot (200 + 124i) = 184 + j114.24 \text{ MBA} = 216.592$$

T2:

$$S_{HH}^{T2} = S_{BH}^{T2}$$

$$S_{BH}^{T2} = S_{G2} - S_{G1}^{C.H} = S_{G2} - 0.08 \cdot S_{G2} = 0.92 \cdot (210 + 130.26i) = 193.2 + j119.78 \text{ MBA} = 227.32$$

T3:

$$S_{HH}^{T3} = S_{BH}^{T3}$$

$$S_{BH}^{T3} = S_{G3} - S_{G1}^{C.H} = S_{G3} - 0.08 \cdot S_{G3} = 0.92 \cdot (210 + 130.26i) = 193.2 + j119.78 \text{ MBA} = 227.32$$

$$S_{CH}^{T4} = S_{CH}^{T5} = S_{BH}^{T4} = S_{BH}^{T5}$$

$$S_{CH}^{T4} = \frac{S_{BH}^{T2} + S_{BH}^{T3} - S_H^{110}}{2} = \frac{2 \cdot (193.2 + j119.78) - 240 - j186.26}{2} = 73.2 + j26.63 \text{ MBA}$$

$$|S_{CH}^{T4}| = 77.88 \text{ MBA}$$

Вывод: Значение, полученное аналитическим методом, режима максимальной нагрузки совпадает со значением, выданным ЭВМ.

5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Таблица 5.1 – Выбор блочных двухобмоточных трансформаторов

Генератор		U _{py}	Трансформатор			
S _G , МВ·А	U _G , кВ	кВ	С _{треб} ном, МВ·А	Тип	U _{нн} , кВ	Обозначение на схеме
235,63	15,75	110	202,422	ТДЦ–250000/330	13,8	T ₁
247	15,75	330	212,4	ТДЦ–250000/110	15,75	T ₂

Примеры выбора блочных двухобмоточных трансформаторов Т1:

Примеры

выборов блочных двухобмоточных трансформаторов Т1:

$$S_{HH}^{T1} = 216.592 \text{ МВА}; S_{HH}^{T2} = S_{HH}^{T3} = 227.32 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{HH}^{T1}}{K_{\text{сист.нагр.}}} = \frac{216.592}{1.07} = 202.422 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_{HH}^{T2}}{K_{\text{сист.нагр.}}} = \frac{227.32}{1.07} = 212.44 \text{ МВА}$$

Таблица 5.2 – Выбор автотрансформаторов

Номер варианта	Номер рис. структурной схемы	Автотрансформатор			
		S _{треб} ном, МВ·А	Тип	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
114	5	152,85	АТДЦТН– 200000 /330 / 110*	115	6,6

Пример выбора автотрансформаторов Т4 и Т5:

Определим требуемую номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{треб_ном}} = \text{MAX}(S_{\text{РАСЧ_max(min)(п/ав)}}/K_{\text{сист_нагрузки}}, S_{\text{РАСЧ_РЕМ}}/K_{\text{ав_перегрузки}}),$$

где $K_{\text{сист_нагрузки}} = 1.07$, $K_{\text{ав_перегрузки}} = 1.4$

$$S_{\text{треб.ном.}} = \max\left(\frac{107.2}{1.07}, \frac{214}{1.4}\right) = \max(100.1; 152.85) = 152.85 \text{ МВА}$$

5.2. Основные каталожные параметры

К основным параметрам отнесены характеристики напряжений, мощностей обмоток и стоимости трансформаторов. Для определения расчетной стоимости трансформаторов с высшим напряжением больше или равно 35 кВ воспользуемся .

Таблица 5.3 – Каталожные данные трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	S _{ном.} МВА	Напряжения обмоток			Потери, кВт		Напряжение коротко замыкания, %
			U _{вн.} кВ	U _{сн.} кВ	U _{нн.} кВ	Δ P _x	Δ P _k	
T ₁	ТДЦ– 250000/330–	250	347	–	13,8	214	605	–
T ₂	ТДЦ– 250000/110	200	121	–	15,7 5	200	640	–
T ₃	ТДЦ– 250000/110	200	121	–	15,7 5	200	640	–
T ₄	АТДЦТН– 200000 /330 / 110*	200	330	115	6,6	155	ВН-СН	ВН-НН
							СН-НН	ВН-СН
							560	300
							210	10,5
							38,0	25,0

5.3. Расшифровка обозначения типа трансформатора:

Таблица 5.4 – Расшифровка обозначения типа трансформатора

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
T1	ТДЦ-250000/330	Т – трехфазный; ДЦ – охлаждение масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла; 250000 – номинальная мощность, кВА; 330 – класс напряжения обмотки ВН, кВ.
T2, T3	ТДЦ-250000/110	Т – трёхфазный; ДЦ – охлаждение масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла; 200000 – номинальная мощность, кВА;
T4, T5	АТДЦТН-200000 /330 / 110*	А – автотрансформатор; Т – трехфазный; ДЦ – охлаждение масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла; Т – трехобмоточный; Н – выполнение одной из обмоток с устройством РПН 200000 – номинальная мощность, кВА; 330 – класс напряжения обмотки ВН, кВ. * – АТ нового поколения ОАО «ПК ХК Электрозавод».

5.4. Описание системы охлаждения оборудования

Таблица 5.5 – Описание системы охлаждения оборудования

6. ПОЛНОЕ ОПИСАНИЕ ВАРИАНТА И ВЫБРАННОГО РАСЧЕТНОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

6.1. Привести структурную схему с обозначением:

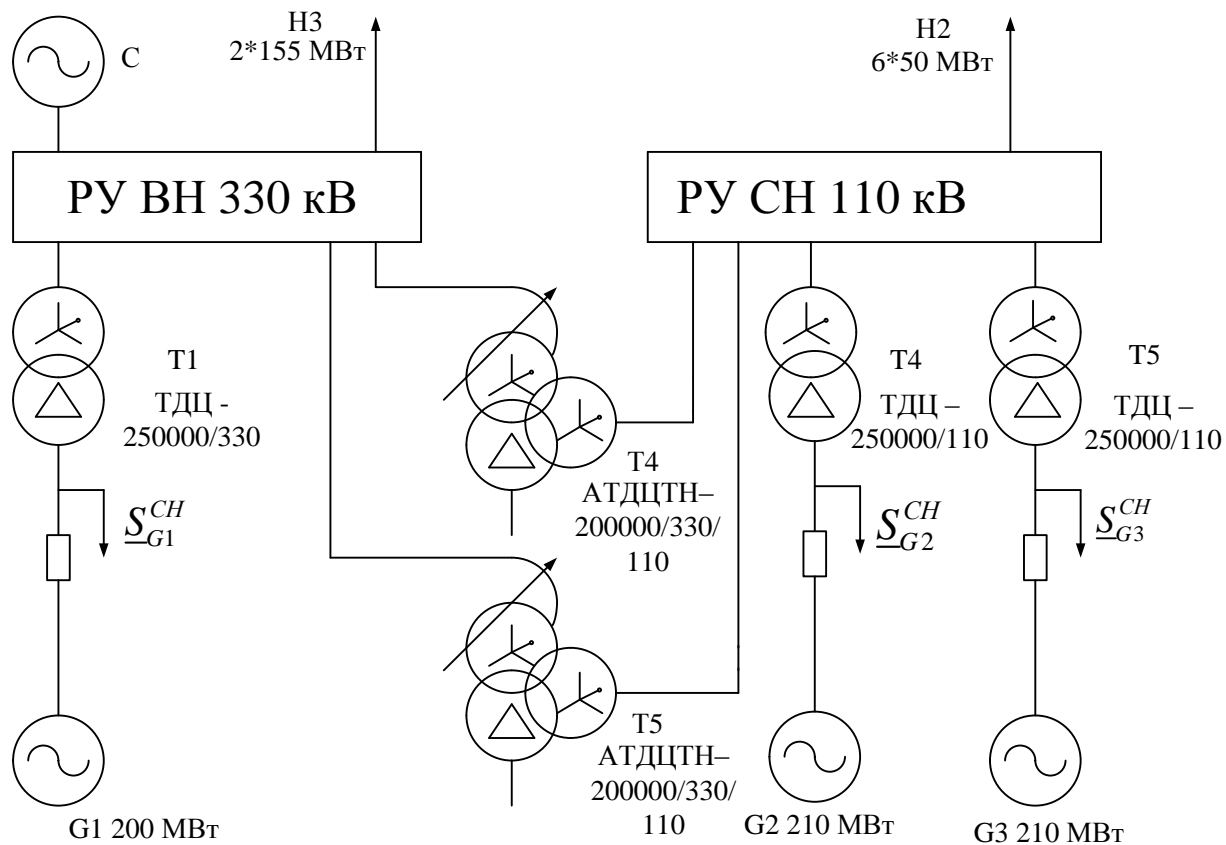


Рисунок 6.1 – Структурная схема с обозначением

5.4. Описание расчетного присоединения

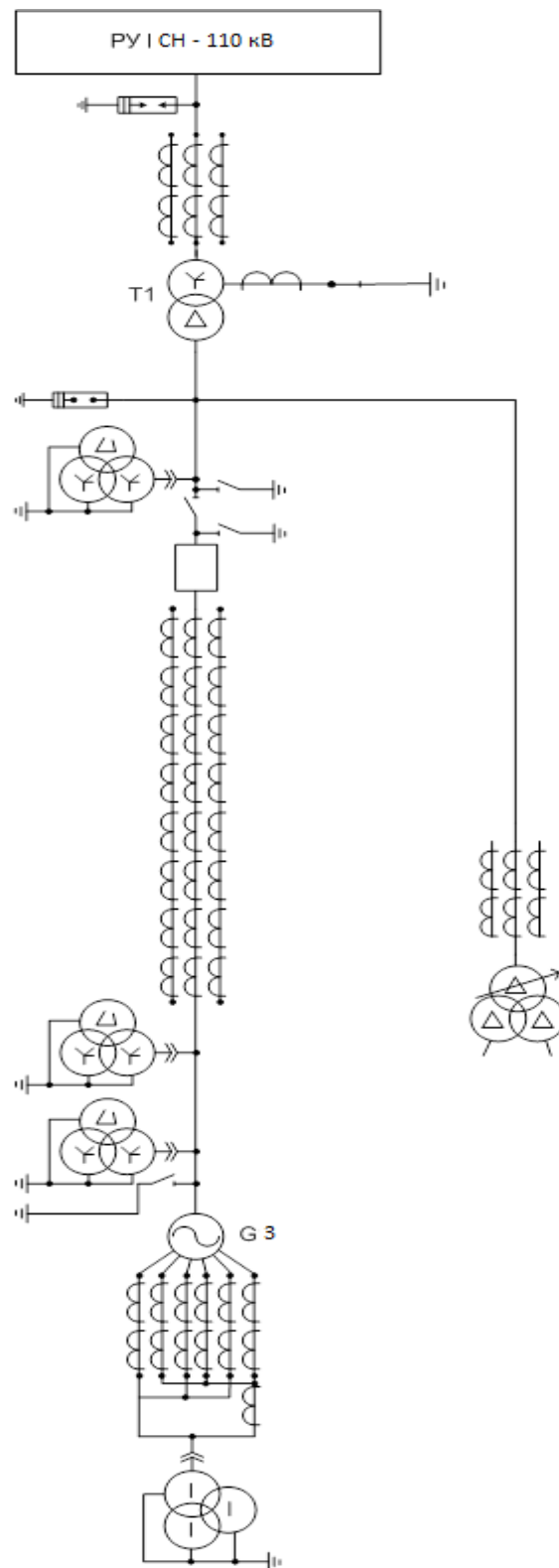


Рисунок 6.2 - Схема выводов одного из генератора, входящих в расчетное присоединение

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ВЫБРАННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

7.1 Расчетные условия по продолжительным режимам работы

Таблица 7.1 – Расчетные формулы для присоединений и сборных шин

Таблица 7.1 – Расчетные формулы для присоединений и сборных шин

Присоединение, сборные шины		$I_{\text{норм}}$	$I_{\text{макс}}$
Генератор G3		$I_{\text{норм}}^{\text{G3}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}$	$I_{\text{макс}}^{\text{G3}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}}$
Блочный трансформатор ТЗ	ВН	$I_{\text{T3}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{G3}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}^{\text{ТЗ}}}$	$I_{\text{T3}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{G3}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}^{\text{ТЗ}} \cdot 0,95}$
	НН	$I_{\text{T3}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{G3}}}{\sqrt{3} U_{\text{НН}}^{\text{ТЗ}}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{G3}}}{\sqrt{3} U_{\text{НН}}^{\text{ТЗ}} \cdot 0,95}$
Автотрансформаторы связи Т4, Т5	СН	$I_{\text{норм}}^{\text{СН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{СН}}^{\text{ТЗ}}}$	$I_{\text{макс}}^{\text{СН}} = I_{\text{норм}}^{\text{СН}} \cdot K_{\text{автотр}}^{\text{СН}}$
Нагрузка 110 кВ		$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_2 \sqrt{3} U_{\text{СН}}^{\text{ТЗ}}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{n}{(n-1)} I_{\text{норм}}$
Сборные шины РУ СН - 110 кВ		Равен наибольшему из нормальных токов присоединений	Равен наибольшему из максимальных токов присоединений

Таблица 7.2 – Токи продолжительных режимов участков расчетного

Таблица 7.2 –

Токи продолжительных режимов участков расчетного присоединения

Обозначение на схеме	Присоединения, сборные шины		Нормальный режим		Утяжеленный режим	
			Развернутая формула	$I_{норм}, \text{кА}$	Развернутая формула	$I_{норм}, \text{кА}$
G3	Генератор		$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85}$	9,056	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95 \cdot 0,85}$	9,433
Т3	Блочный трансформатор	ВН	$\frac{247}{\sqrt{3} \cdot 110}$	1,296	$\frac{247}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95}$	1,265
		НН	$\frac{247}{\sqrt{3} \cdot 15,75}$	9,054	$\frac{247}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95}$	9,831
АТ1, АТ2	Автотрансформаторы связи		$\frac{200}{\sqrt{3} \cdot 110}$	1,05	$1,05 \cdot 1,4$	1,47
Sн	Нагрузка, U = 110 кВ		$\frac{379}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 110}$	0,497	$\frac{6}{6-1} \cdot 0,497$	0,66
РУ СН 110 кВ	Сборные шины		-	1,296	-	1,47

Продолжение таблицы 7.2

Продолжение таблицы 7.2

7.2 Расчетные условия по режимам коротких замыканий

7.2.1 Расчет режима трехфазных коротких замыканий

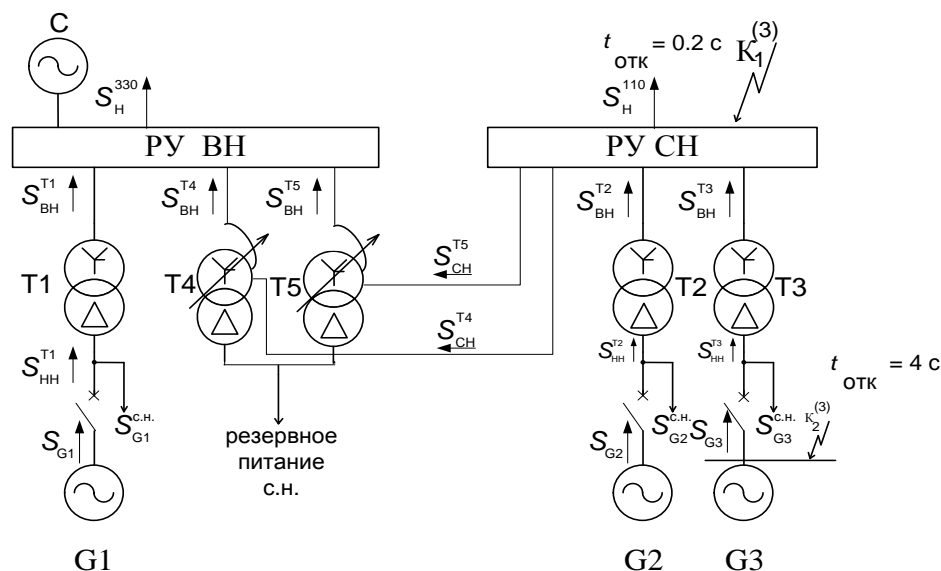


Рисунок 7.1 – Структурная схема с возможными местами возникновения трехфазного КЗ

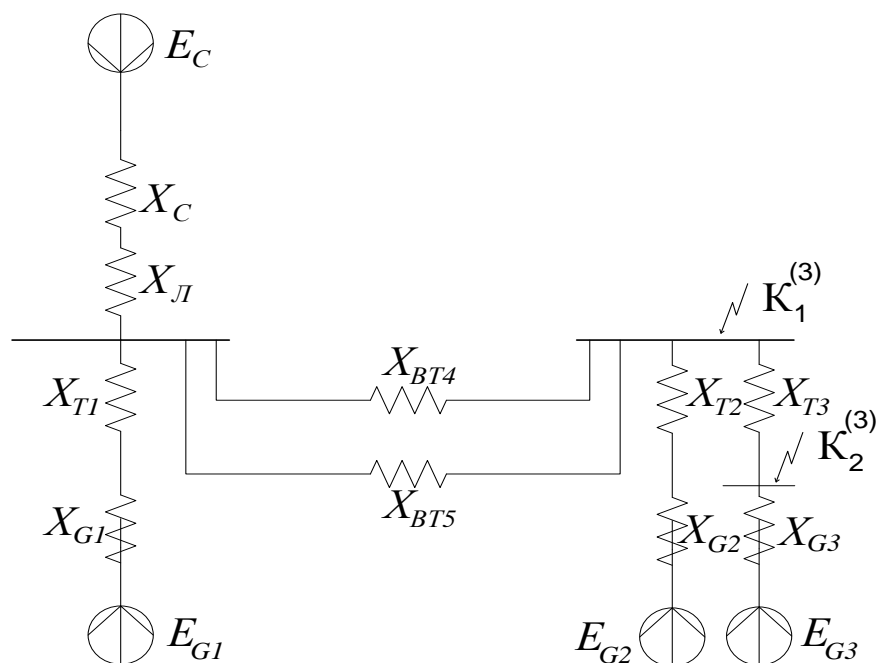
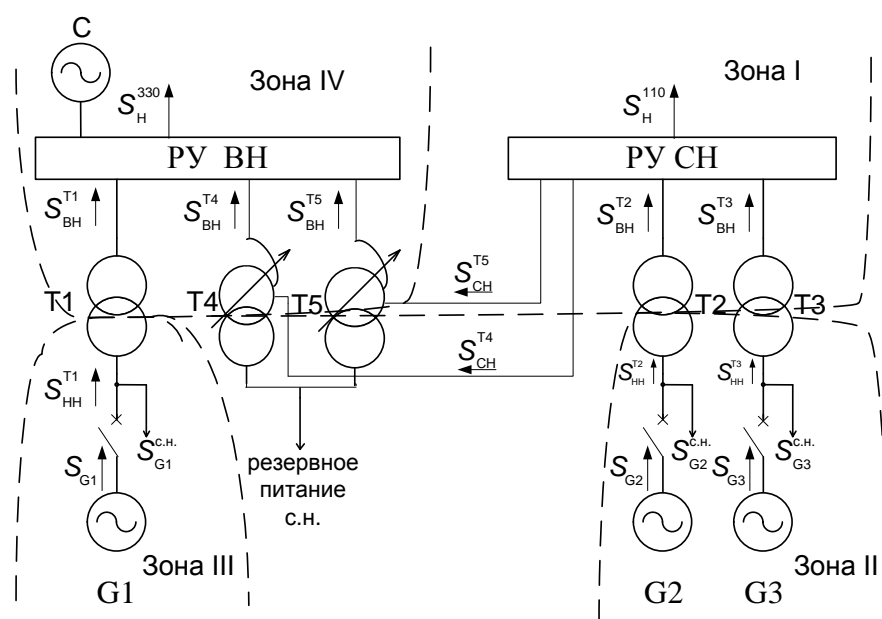


Рисунок 7.2 – Схема замещения электростанции для трехфазного КЗ

Для аналитического расчета принимаем следующие базисные условия для расчёта параметров схемы замещения в относительных единицах:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA};$$

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}; \quad I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА};$$



Расчет параметров схемы замещения

Система:

$$E_{*c} = 1$$

$$X_{c*} = \frac{S_{\varepsilon}}{S_K} = \frac{1000}{5300} = 0.188$$

Линия связи:

$$x_{л1} = x_{л2}, \text{ тогда } x_L = \frac{x_{л1}}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{U_{\text{ав}}^2} = 0.5 \cdot 0.323 \cdot 260 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0.363$$

для АС 300/49 $x_0=0,323$ Ом/км и $L=260$ км

Турбогенератор G1:

$$X_{G1*} = X_d'' \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{\text{ном}}} = 0.195 \cdot \frac{1000}{235.63} = 0.828$$

$$\sin \varphi_{(0)} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{(0)}} = \sqrt{1 - 0.85^2} = 0.527$$

$$\begin{aligned} E_{G1} &= \sqrt{(I_{(0)} \cdot x_d' \cdot \cos \varphi_{(0)})^2 + (U_{(0)} + I_{(0)} \cdot x_d' \cdot \sin \varphi_{(0)})^2} = \\ &= \sqrt{(1 \cdot 0.195 \cdot 0.85)^2 + (1 + 1 \cdot 0.195 \cdot 0.527)^2} = 1.135 \end{aligned}$$

Турбогенераторы G2 и G3:

$$X_{G2,3*} = X_d'' \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{\text{ном}}} = 0.225 \cdot \frac{1000}{247} = 1.012$$

$$\sin \varphi_{(0)} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{(0)}} = \sqrt{1 - (0.85)^2} = 0.527$$

$$\begin{aligned} E_{G2,3} &= \sqrt{(I_{(0)} \cdot x_d'' \cdot \cos \varphi_{(0)})^2 + (U_{(0)} + I_{(0)} \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi_{(0)})^2} = \\ &= \sqrt{(1 \cdot 0.225 \cdot 0.85)^2 + (1 + 1 \cdot 0.225 \cdot 0.527)^2} = 1.135 \end{aligned}$$

Трансформатор Т1:

$$X_{T1*} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0.44$$

Трансформатор Т2:

$$X_{T2*} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0.55$$

Трансформатор Т3:

$$X_{T3*} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0.55$$

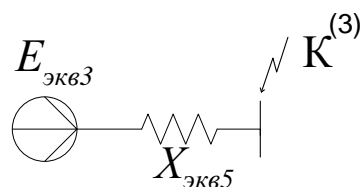


Рисунок 7.9 – V этап преобразования схемы замещения

$$x_{\varepsilon KB5} = \frac{x_{\varepsilon KB4} \cdot x_{\varepsilon KB1}}{x_{\varepsilon KB4} + x_{\varepsilon KB1}} = \frac{0.674 \cdot 0.781}{0.674 + 0.781} = 0.362$$

$$E_{\varepsilon KB3} = \frac{E_{\varepsilon KB2} \cdot x_{\varepsilon KB1} + E_{\varepsilon KB1} \cdot x_{\varepsilon KB4}}{x_{\varepsilon KB1} + x_{\varepsilon KB4}} = \frac{1.041 \cdot 0.781 + 1.135 \cdot 0.674}{0.781 + 0.674} = 1.085$$

Далее определим токи короткого замыкания $I_{*K3} = \frac{E_{\varepsilon KB3}}{x_{\varepsilon KB5}} = \frac{1.085}{0.362} = 2.997$

Суммарное значение периодической составляющей тока К.З.

$$I_{по} = I_{*K3} \cdot I_{\phi 1} = 2.997 \cdot 5.02 = 14.73 \text{ кА};$$

Определим значение ударного тока $K_y = (1 + e^{-0,01/0,41}) = 1.976$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 14.73 \cdot 1.976 = 38.1 \text{ кА}.$$

Таблица 7.3 – Сравнение результатов расчета

Обозначение точки К.З; описание места повреждения	GTCURR	Ручной
	Параметры режима трёхфазного К.З.	
	$I_{по}, \text{кА}$	$I_{по}, \text{кА}$
К ₁ – Шины РУ СН – 110 кВ	14,3	14,73

Таблица 7.4 Результаты расчёта режима трёхфазного К.З. программой

Обозначение точки К.З; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного К.З.			
		$I_{по}$	T_a	K_y	$i_y, \text{кА}$
К ₁ – Выводы генератора G3	G1	8,87	0,150	1,937	24,3
	G2	15,9	0,184	1,952	43,9
	G3	45,7	0,330	1,965	127
	система	12,6	0,0402	1,9	33,856
Суммарное значение		83,07	0,173	1,935	228
Расчетное значение		45,7	0,330	1,965	127
К ₂ – Шины РУ СН –	G1	2,09	0,109	1,912	5,65

110 КВ	G2	3,97	0,184	1,941	10,9
	G3	4,04	0,193	1,943	11,1
	система	3,72	0,0401	1,781	9,37
Суммарное значение		14,78	0,119	1,787	37,5

Значение начальной периодической составляющей тока К.З. по ветвям

$$I_{*K3G1} = \frac{E_1}{x_1 + x_{экв2}} = \frac{1,135}{1,558} = 0,533 \text{ oe} \quad I_{K3G1} = I_{*K3G1} \cdot I_{\delta 1} = 0,533 \cdot 5,02 = 2,8 \text{ кА}$$

$$I_{*K3G2} = \frac{E_2}{x_2} = \frac{1,135}{1,256} = 0,726 \text{ oe} \quad I_{K3G2} = I_{*K3G2} \cdot I_{\delta 1} = 0,726 \cdot 5,02 = 3,81 \text{ кА}$$

$$I_{*K3G3} = \frac{E_3}{x_3} = \frac{1,135}{1,562} = 0,726 \text{ oe} \quad I_{K3G3} = I_{*K3G3} \cdot I_{\delta 1} = 0,726 \cdot 5,02 = 3,8 \text{ кА}$$

$$I_{*K3C} = \frac{E_c}{x_2 + x_{экв2} + x_4} = \frac{1}{1,542} = 0,756 \text{ oe} \quad I_{K3C} = I_{*K3C} \cdot I_{\delta 2} = 0,756 \cdot 5,02 = 3,92 \text{ кА}$$

Программный расчет токов короткого замыкания находится в приложении В

Сравним результаты расчёта программы GTCURR и аналитического расчета.

Таблица 7.5. Результаты расчёта режима трёхфазного К.З.

Обозначение точки КЗ; описание места	Источник	Параметры режима	
		GTCURR	Аналитически
		$I_{по}, \text{кА}$	$I_{по}, \text{кА}$
К2 – Шины РУ ВН – 220 кВ	G1	2,09	2,8
	G2	3,97	3,81
	G3	4,04	3,81
	Система	3,72	3,92
Суммарное значение	G1 + G2 + G3 +	14,78	14,35

Сравнивая аналитический и программный расчеты можно сказать, что полученные результаты незначительно отличаются друг от друга, но поскольку при аналитическом расчете были использованы некоторые допущения (не учет активных сопротивлений), а так как программа GTCURR рассчитывает более

точно, то в дальнейшем будем использовать результаты, полученные в программе GTCURR.

Расчет режима однофазного короткого замыкания

Для целей расчётов в структурную схему вводим все источники питания и те связи источников между собой и с местом повреждения, которые обтекаются током короткого замыкания. Нагрузку при расчётах режимов коротких замыканий не учитываем. Поскольку однофазное короткое замыкание является несимметричным К.З. то для расчетов токов короткого замыкания приводим режим к симметричному путем введения сопротивление шунта, которое находится методом симметричных составляющих. Для этого составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности к точке короткого замыкания. Расчет для однофазного короткого замыкания для точки $K_2^{(1)}$ (РУ СН 110 кВ) Определим сопротивление шунта который определяется для однофазного короткого замыкания по формуле $\Delta x_{III}^{(1)} = x_{\Sigma 2} + x_{\Sigma 0}$.

$$x_{\text{экв}5} = \frac{x_{\text{экв}4} \cdot x_{\text{экв}1}}{x_{\text{экв}4} + x_{\text{экв}1}} = \frac{0,781 \cdot 0,674}{0,781 + 0,674} = 0,361 \text{ о.е.}.$$

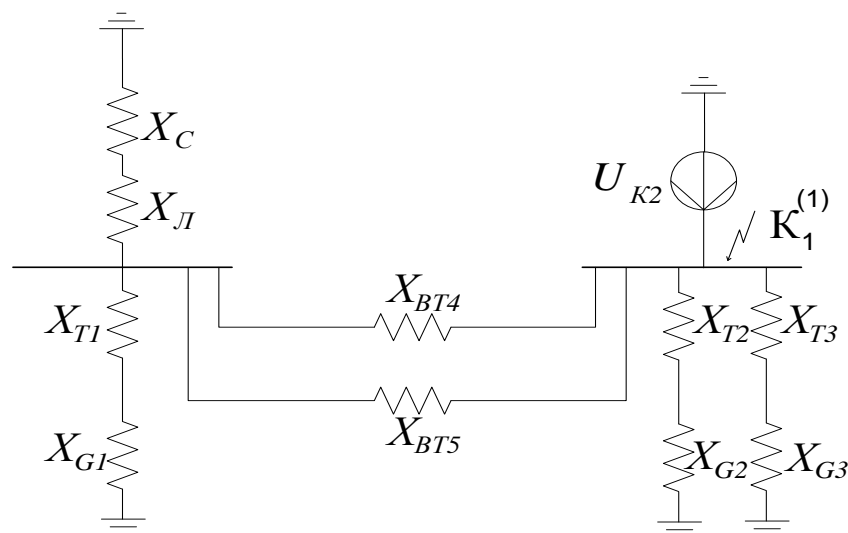


Рисунок 7.2.2.1 – Схема замещения обратной последовательности для однофазного КЗ

Расчёт схемы замещения нулевой последовательности:

$$x_{\pi 1} = x_{\pi 2}, \text{ тогда } x_{\pi 1} = \frac{x_{\pi 1}}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta IV}^2} = 0,5 \cdot 0,323 \cdot 260 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,363$$

$$x_0 / x_1 = 1,95 \Rightarrow x_{\pi 0} = x_{\pi 1} \cdot 1,95 = 0,363 \cdot 1,95 = 0,707 \text{ о.е.}$$

для АС 300/49 $x_0=0,323$ Ом/км и $L=260$ км

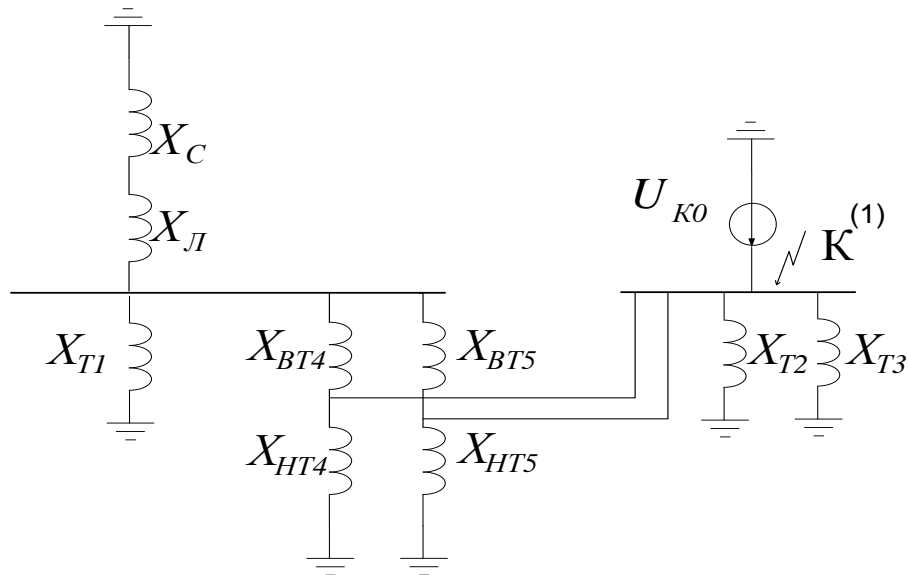


Рисунок 7.2. Схема замещения нулевой последовательности для однофазного КЗ

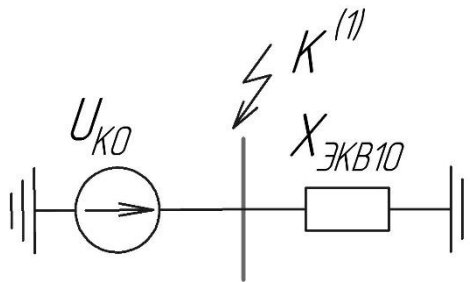


Рисунок 7.2.8 Эквивалентная схемы замещения

Модуль периодической слагаемой тока:

$$I_K^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{1pez}}{(X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0})} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{3 \cdot 1,085}{0,362 + 0,362 + 0,145} \cdot 5,02 = 18,803 \text{ кА}$$

Ударный ток К.З.: $i_y = \sqrt{2} I_K K_y$; $K_y = 1,976$ (из расчета трехфазного К.З.)

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 18,803 \cdot 1,976 = 52,545 \text{ кА.}$$

Сравним режимы коротких замыканий

Таблица 7.2.1 – Сравнение результатов режимов

Описание места повреждения	Вид короткого замыкания	Параметры режима К.З.		$t_{отк.}, c [2, c. 210]$
		$I_{по}, кА$	$i_y, кА$	
Шины РУ СН – 110 кВ	Трёхфазное К.З.	14,73	38.1	0,1-0,2
	Однофазное К.З.	18,803	52,545	
Выводы генератора G3	Трёхфазное К.З.	45,7	127	4

8. ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ В ЦЕПЯХ РАСЧЕТНОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

8.1 Выбор выключателей

Предварительный выбор аппарата выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах КЗ.

Таблица 8.1 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{max} (I_{ном.}), кА$	$I_{по}, кА$	$i_y, кА$
Выводы блочного генератора 210 МВт	ВВГ-20-160/12500У3	Расч.	18	9,433	45,7	127
		Ката л.	20	12,5	160	410
ОРУ СН – 110 кВ	ВВУ-110Б-40/2000У1	Расч.	110	1,47	18,803	52,45 4
		Ката л.	110	2	40	102

ВВГ-20-160/12500У3

В – выключатель; В – воздушный; Г – генераторный; 20 – номинальное напряжение, кВ; 160 – номинальный ток отключения, кА. 12500 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ВВУ-110Б-40/2000У1

В – выключатель; В – воздушный; У – усиленный; К – крупно-модульный; Б – категория изоляции; 40 – номинальный ток отключения, кА; 2000 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе.

Тип аппарата	$t_{0.В.}$ с	$t_{С.В.}$ с	$I_{откл.ном.}$ кА	$I_{т.ст.}$ кА	$t_{т.ст.}$ с	$\beta_{ном}$ %	Тип привода	Кол-во ТА
ВВУ-110Б-40/2000У1	0,06	0,2	40	40	3	23	ШРНА	-
ВВГ-20-160/12500У3	0,12	0,8	160	160	4	20	ШРПФ-3М	-

Проверка выключателя по отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию: $I_{П,г} \leq I_{откл.ном.}$ $I_{П,г} = I_{ПО} = 45,7 \text{ кА}$ $I_{П,г} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 45,7 \text{ кА} < 90 \text{ кА}$ - условие выполняется.

Проверяем возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ: $i_{a,г} \leq i_{аном.}$, где $i_{a,г} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_s}} = \sqrt{2} \cdot 45,7 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,330}} = 39,798 \text{ кА}$ - аperiodическая

$T_z = 0,330$ с (из расчёта программы GTCURR); $\tau = t_{z,\min} + t_{z,r} = 0,01 + 0,8 = 0,81$ с

- наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов; $t_{z,\min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$$i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 160}{100} = 45,25 \text{ кА} - \text{номинальное допустимое значение}$$

апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$$\beta_n \cdot i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} \Rightarrow 39,798 \text{ кА} < 45,25 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

Проверка выключателя по термической стойкости:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ: $B_K \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$, где $B_K = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_z) = 83,07^2 \cdot (4 + 0,540) = 31333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$t_{\text{откл}}$ – расчетное время отключения, с [2, с. 210];

$I_{\text{тер}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу; – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с. $B_{\text{каталог}} = I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 160^2 \cdot 4 = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
 $B_K \leq B_{\text{каталог}} \Rightarrow 31333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - условие выполняется.

Таблица 8.3 - Проверка выключателя по отключающей способности и термической стойкости

Место установки	Тип аппарата		Отключающая способность			Термическая стойкость	
			$I_{п.г.}$ кА	$i_{п.г.}$ кА	Полный ток КЗ	$t_{откл.}$ с	$B_{т.} (кА^2) \times с$
Выводы блочного генератора 210 МВт	ВВГ-20-160/12500У3	Расч.	83,07	26,213	143,692	4	31333
		Кат.	160	45,25	271,53	4	102400

$(\sqrt{2}I_{п.г.} + i_{п.г.})$ – расчетный полный ток КЗ;

$\sqrt{2}I_{отк.кат} (1 + \beta_{\%}/100)$ – каталожный полный ток КЗ

8.2 Выбор разъединителей по току и напряжению выбираем следующий разъединитель на выводах блочного генератора 210 МВт:

Выбор разъединителей производится: по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 15,75 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}; \quad I_{ном} \leq I_{кат} \Rightarrow 9,5 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА};$$

$$I_{уст} \leq I_{кат} \Rightarrow 9,433 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА};$$

Проверка по электродинамической стойкости:

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки	
			Выводы G1 210 МВт	ОРУ 110 кВ
Расчётные данные				
Напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75	110
Ток продолжительного режима	$I_{ном}$	кА	9,433	1,47
Ударный ток	$i_{уд}$	кА	229,5	38,1
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	кА ² ·с	31333	261
Каталожные данные				
Тип аппарата			РВП-20/12500 УЗ	РНД-110/2000 У1
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20	110
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	12,5	2
Предельный сквозной ток	$i_{прое}$	кА	490	100
Ток термической стойкости	$I_{т.стк}$	кА	1800	400
Время термической стойкости	$t_{т.стк}$	с	4	3
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	кА ² ·с	129600	4800

Буквенное

обозначение:

РНД-110/2000 У1

Р – разъединитель; Н – наружной установки; Д – двухколонковый;

110 – номинальное напряжение, кВ; 2000 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом; 1 - для работы на открытом воздухе.

РВП-20/12500 УЗ

Р – разъединитель; В – внутренней установки; П – с поступательным движением главных ножей; 20 – номинальное напряжение, кВ; 12500 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 3

9. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЦЕПЕЙ РАСЧЕТНОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Таблица 9.1 - Описание исполнения цепей КЭС

Описание цепей	Типы проводников
РУ СН 110 кВ	Гибкие шины
Выводы блочного трансформатора	Гибкие провода
Выводы блочного генератора	Комплектный <u>пофазно-экранированный</u> <u>токопровод</u>

Выбор токоведущих частей проводим для выводов генератора, сборных шин ОРУ 110 кВ и выводов блочных трансформаторов.

1). Выбор гибких шин и токопроводов:

В ОРУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения блочного трансформатора с ОРУ.

Выводы сборных шин 110 кВ:

Так как сборные шины электроустановок проверке по экономической плотности тока не подлежат, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения: $I_{\max} = 1,47 \text{ кА}$. Принимаем три провода в фазе АС 150/19, наружный диаметр 16,8 мм, допустимый ток $4 \cdot 450 = 1800 \text{ А}$ [1, табл. 7.35, с. 428]. Проверку шин на схлестывание не производим, т.к. значение $I_{D0}^{(1)} = 18,803 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$. Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе. Проверка по условиям коронирования для проводов сечением более 70 мм^2 не проводится [1, табл. 1.18, с. 20].

Выводы блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = 0,398 \text{ кА} \quad I_{\text{макс}} = 0,437 \text{ кА}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{398}{1} = 398 \text{ мм}^2$$

Принимаем три провода в фазе АС 150/19, наружный диаметр 16,8 мм, допустимый ток $3 \cdot 450 = 1350$. Проверка сечения на нагрев по допустимому току: $I_{\text{макс}} = 0,437 \text{ кА} < I_{\text{доп}} = 1,35 \text{ кА} \Rightarrow$ условие выполняется.

Таблица 9.2 - Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника	$q_{\text{эк}}, \text{мм}^2$ (А/С)	$I_{\text{доп}}, \text{кА}$	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
РУ ВН 110 кВ	АС 150/19	148,0/ 18,8	1,35	407	147
Выводы блочного трансформатора	АС 150/19	148,0/ 18,8	1,35	407	147

Продолжение таблицы 9.2

$q_{\text{эк}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{макс}}, \text{кА}$	Расстояние между фазами, м
7	8	9
-	1,47	1
398	0,437	1

2). Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1. Участок от выводов генератора G1 в блоке до выводов

2). Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G1. Участок от выводов генератора G1 в блоке до выводов блочного трансформатора выполняем следующим комплектным пофазно - экранированным токопроводом марки ГРТЕ-20-10000-300

Проверка токопровода: $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \Rightarrow 9,433 \text{ кА} < 10 \text{ кА};$
 $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; \Rightarrow 229.5 \text{ кА} < 300 \text{ кА}.$

Тип генератора	Тип токопровода		I_{\max} , кА	$U_{\text{уст}}$, кВ	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТГВ-200 - 2МУЗ	ГРТЕ-20-10000-300	расч	9,433	15,75	229,5	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15
		катал.	10	15,75	300		

Таблица 9.3 - Выбор и проверка пофазно-экранированного токопровода

10. ОПИСАНИЕ ФОРМЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТЬЮ ОБЪЕКТА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ПОДСИСТЕМЫ

10.1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ПОДСИСТЕМЫ

Таблица 10.2 - Буквенное обозначение приборов

Обозначение	Описание
PA	Показывающий (стрелочный) амперметр
PV	Показывающий (стрелочный) вольтметр
PW	Показывающий (стрелочный) ваттметр
PVA	Показывающий (стрелочный) варметр
PI	Счетчик активной энергии
PK	Счетчик реактивной энергии
UP	Датчик активной энергии
UQ	Датчик реактивной энергии
ФИП	Фиксирующий прибор
PF	Показывающий (стрелочный) частотометр
PO	Осциллограф
PS	Синхроскоп
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр

Приведем требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов [6, глава 1.5, пункт 1.5.15; глава 1.6, пункт 1.6.2]. Таблица 10.3 - Требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов

Объекты учета	Расчетные счетчики электроэнергии		Измерительные приборы
	активной	Реактивной	
Генераторы мощностью более 50 МВт	0,5	На ступень ниже счетчиков активной электроэнергии	Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5
Генераторы мощностью 12-50 МВт	1		
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А	0,5		
Трансформаторы мощностью 10-40 МВ·А	1		

Выберем измерительные приборы и приведем их характеристики в таблице 10.4 [1, табл. 6.26, с. 387; 2, табл. П4.7].

Таблица 10.4 –Выбор измерительных приборов

Таблица 10.4 –Выбор измерительных приборов

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки, В·А (Вт)		Для обмотки напряжения				
			Напряжения	Тока	Число обмоток ток	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	Потребляемая	
								P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РА	Э-350	1,5	-	0,5	1	-	-	-	-
PV	Э-335	1,5	2	-	1	0	1	2	-
PW	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PVA	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PI	И-680	0,5	2	2,5	2	0,925	0,38	4	9,7
PK	И-689	1,5	3	2,5	2	0,925	0,38	6	14,5
UP	Е-	0,5	10	1	-	0	1	10	-

Рассчитаем мощность, потребляемую измерительными приборами.

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5; 1	не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Таблица 10.8 - Трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{ном}/$ кВ	$I_{ном}/$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		
						электр одина мичес кая, кА	термическая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	Число втор обмоток
Выводы блочного генерато ра 210 МВт	ТШ- 20- 10000/ 5	рас ч	15,75	9,453	1	126	3240 0	1,2	5	0,2/10Р
		кат	20	10	0,2	-	7680 0			
Линия нагрузки 110 кВ	ТФЗМ 110Б- 1	рас ч	220	0,66	1	-	-	1,2	5	15/15Р/ 10Р
		кат	330	2	1	160	63			
Блочный транс- формато р, сторона СН 110 кВ	ТВТ 110-І- 1000/5	рас ч	110	1,265	1	37,5	29,19	1,6	5	1/10Р
		кат	110	2	1	40	1875			
Автотра нсформа тор связи, сторона СН 110 кВ	ТВТ 110-І- 1000/5	рас ч	110	1,45	1	37,5	29,19	1,6	5	1/10Р
		кат	110	2	1	40	1875			

Буквенное и числовое обозначение ТА:

ТШ-20-10000/5

Т – трансформатор тока; Ш – шинный 20 – номинальное напряжение;

10000 – ток первичной обмотки, А; 5 – ток вторичной обмотки, А;

- ТФЗМ 110Б-Ш:

Т – трансформатор тока; Ф – с фарфоровой изоляцией;

З – с обмотками звеньев типа; М – маслонаполненный;

110 – номинальное напряжение, кВ; Б – категория внешней изоляции по длине пути утечки; Ш – обозначение габарита или конструктивного варианта.

- ТВТ110-I-1000/5:

Т – трансформатор тока; В – встроенный;

Т – для силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

110 – номинальное напряжение ввода трансформатора (автотрансформатора), кВ; I – вариант конструктивного исполнения; 1000 – номинальный первичный ток основного вывода, А; 5 – номинальный вторичный ток, А.

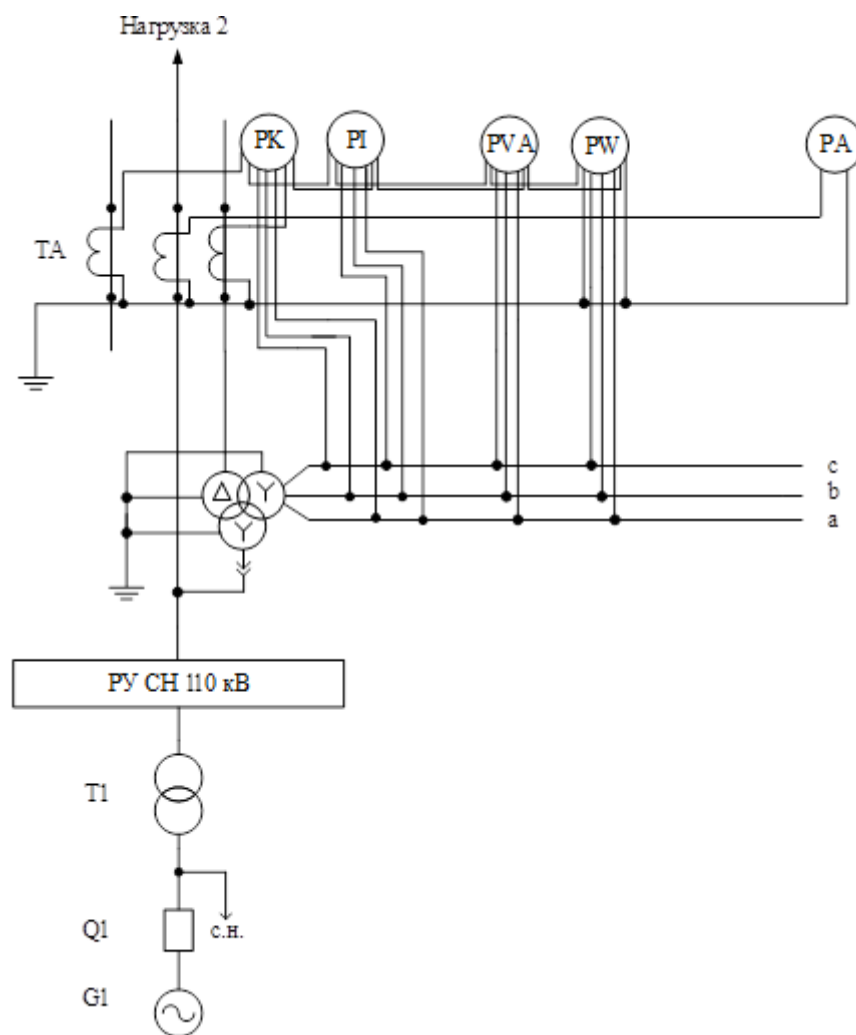


Рисунок 10.2 Схема подключения измерительных приборов

Выбор измерительных трансформаторов напряжения:

Условия выбора и проверки ТV:

Трансформаторы напряжения выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Приведем требования ПУЭ к классам точности TV [6].

Таблица 10.9 - Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5; 1	не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Таблица 10.11. Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Место	Тип	Схема соединения обмоток		Параметры		
				$U_{уст/ном},$ кВ	Вторичная нагрузка, В·А	Класс точности
Сборные шины 110 кВ	НКФ-220-58У1	1/1/1-0-0	расч.	220	24,2	0,5
			ката л.	220	400	0,5

:

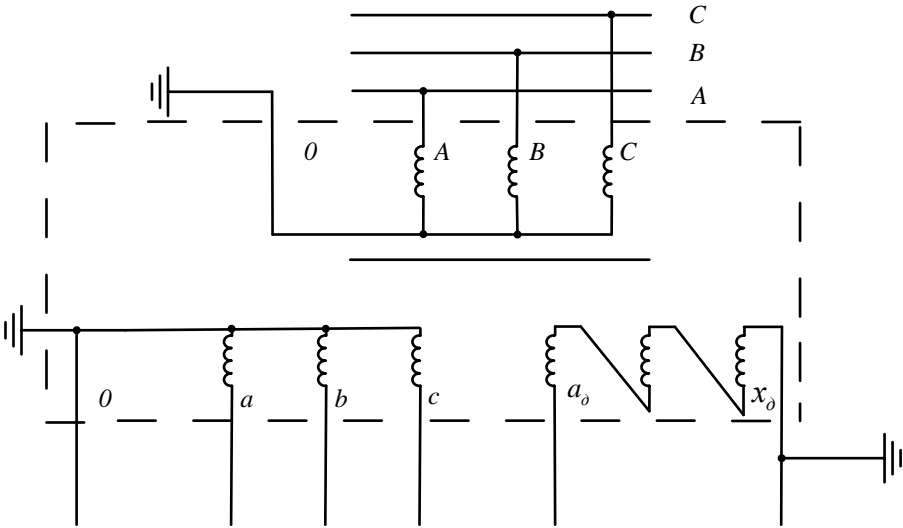


Рисунок. 10.3 - Схема подключения первичной обмотки TV

2.ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

11. РАСЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Таблица 1.1 – Состав механизмов собственных нужд

Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозн.	K_1	P_{Σ}	Кол-во	$P_{расч. уд.}$	n_o	$M_{с.нач.}$	J	P
МВт		о.е.	кВт	шт.	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
210	ПН	0,7	1600	2	800	3000	0,1	1,25	3
	ЦН	0,9	2500	2	1250	375	0,1	300	2
	КН	0,85	1000	2	500	1500	0,12	3,75	3
	ВГД	0,7	400	2	200	1000	0,11	550	2
	ДВ	0,6/0,9	1200/640	2	630/320	750/600	0,1	1575	2
Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозн.	K_1	P_{Σ}	Кол-во	$P_{расч. уд.}$	n_o	$M_{с.нач.}$	J	P

Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозн.	K_1	P_{Σ}	Кол-во	$P_{расч. уд.}$	n_o	$M_{с.нач.}$	J	P
МВт		о.е.	кВт	шт.	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
210	МВ	0,6	1260	2	630	1500	0,16	382	2
	ДС	0,5	2600	2	1300	600	0,09	2812	2
	РВ	0,7	1800	1	1800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,67	1200	2	600	750	0,2	21,3	3
	М	0,6	1000	3	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	800	1	800	600	0,96	4625	0

Таблица 11.2 – Обозначения в таблице 1.1

ПН -питательный насос
ЦНциркуляционный насос
КНконденсационный насос
ВГДвентилятор горячего дутья
ДСдымосос
МВмельничный вентилятор
ДВДутьевой вентилятор
РВрезервный возбудитель
БНбустерный (багерный) насос
Ммельница молотковая или барабанная
Ддробилка
K_3 коэффициент загрузки
P_{Σ} суммарная мощность конкретных агрегатов собственных нужд
$P_{\text{расч.Уд}}$ расчетная мощность электродвигателя единичного механизма с.н.
n_o скорость вращения
$M_{\text{с.нач}}$ ачальный момент сопротивления
J момент инерции

P показатель степени, характеризующий тип механической характеристики

Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой представлена в таблице 11.3. Сопротивления линий связи приведены в таблице 1.4.

Таблица 11.3 – Линии связи с энергосистемой

Напряжение - 330 кВ.	Число линий связи с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 260	Сечение АС провода - 300/49 мм ²
Количество проводов в фазе - 2	Отношение X_0 / X_1 для линии связи – 1,95

Таблица 11.4 – Сопротивления линий связи с энергосистемой

r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, См
0,048	0,323	0,341	12,4	83,98	88,66

Таблица 11.5 – Параметры генераторов в энергосистеме

Тип	U, кВ	GD^2 , т*м ²	P, МВт	n, об/мин	T_j , с	$\cos\phi$
ТГВ-200-2У3	15,75	21,1	200	3000	6,8	0,8
ТГВ-210-2МУ3	15,75	21,1	210	3000	7	0,85

+

N п/п агре- гата		Тип двигателя	$P_{ном}$	$n_{ном}$	η	$\cos\phi_{ном}$	Пусковые характеристики			$J=J_{рот}+J_{мех}$
							$M_{п}$	$M_{max}/$	$I_{п}/$	
			кВт	об/мин	%		о.е.	о.е.	о.е.	кг*м ²
1	ПН	4АЗМ-800/6000-УХЛ4	800	2979	96	0,9	1	2	5,3	29+275
2	ЦН	ДАЗО4-560УК-12У1	1250	373	95,5	0,87	1,1	2,3	7	45
3	КН	АВ-500-1000-УХЛ4	500	1496	94,3	0,85	1	2.2	4,9	50
4	ВГД	ВАО-450L6	200	990	93,5	0,84	1,1	2,4	5,5	11+125
5	ДВ	ДАЗО4-560у-12У1	630	746	90,3	0,77	1	2,9	7,4	1050+1075
6	МВ	ДА304-450Х-4у1	630	1485	95,5	0,87	1,1	2,3	7	26+350
7	ДС	ДАЗО2-17-39-8/10У1	1250	600	95,8	0,86	1,3	2,2	6,5	287,5+2775
8	РВ	ДАЗО2-17-79-6У1	1800	990	93	0,84	0,85	2,8	7,8	625+3225
9	БН	ВАО2-560LA-8	600	742	95.2	0.6	1.1	2.2	5	63+3200
10	М	ДА302-17-64-8/10У1	1000	743	92,5	0,86	0,85	2,5	6,8	462,5+4100
11	Д	ДА304-560У-10У1	800	594	94,9	0,8	1,3	2,2	6	1200

Таблица 2.1 – Типы и параметры элетродвигателей с.н.

Выбор схемы собственных нужд

Мощность ТСН: $S_{ТСН} = 0,08 S_{ген} = 0,08 \cdot 247 = 16,7 \text{ МВА}$

Так как $S_{ТСН} < 25 \text{ МВА}$, то схема питания собственных нужд будет содержать двухобмоточные ТСН и ПРТСН.

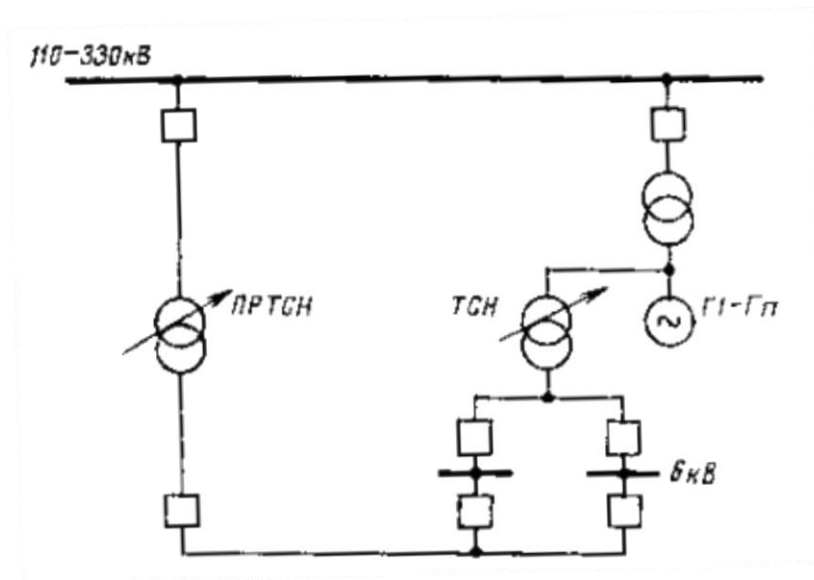


Рисунок 3.1 – Схема питания собственных нужд

Таблица 3.1 – Трансформатор собственных нужд

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн.}$ кВ	$U_{нн.}$ кВ	U_K , %	x_T , Ом
ТМГ-20000/15	20	15,75	6,3	10	0,1

Таблица 3.2 – Пускорезервный ТСН

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн.}$ кВ	$U_{нн.}$ кВ	U_K , %	x_T , Ом
ТМУМ-20000/110	20	121	6,3	10,5	0,105

Таблица 3.3 – Мощности генераторов с учетом коэффициентов загрузки

	Кол-во	$P_{расч. уд.}$	K_3	$\cos\phi_{ном}$	S_Σ	Q_Σ	P_Σ
	шт.	кВт	о.е.		кВА	квар	кВт
ПН	2	800	0,7	0,9	622	270	560
ЦН	2	1250	0,9	0,87	1293	637	1125
КН	2	500	0,85	0,85	500	263	425
ВГД	2	200	0,7	0,84	166	89,1	140
ДВ	2	630	0,6	0,77	490	311	378
МВ	2	630	0,6	0,77	629	400	485



	Название	СП21			СП22		
		Кол-во	Рн21	Qн21	Кол-во	Рн22	Qн22
		шт.	кВт	квар	шт.	кВт	квар
1	ПН	1	560	270	1	560	270
2	ЦН	1	1125	637	1	1125	637
3	КН	1	425	263	1	425	263
4	ВГД	1	140	89,1	1	140	89,1
5	ДВ	1	378	311	1	378	311
6	МВ	1	485	400	1	485	400
7	ДС	1	750	444	1	750	444
8	РВ	1	1260	813	0	0	0
9	БН	1	420	560	1	420	560
10	М	1	600	354	2	600	354
11	Д	0	0	0	1	640	480
Итого		10	6143	4141,1	11	6123	4162

Нагрузка на шине Ш₂₁

$$S_{H21} = 0,1 \cdot (P_{ш21} + jQ_{ш21}) = 0,1 \cdot (6,143 + j4,141) = 0,61 + j0,41 \text{ МВА}$$

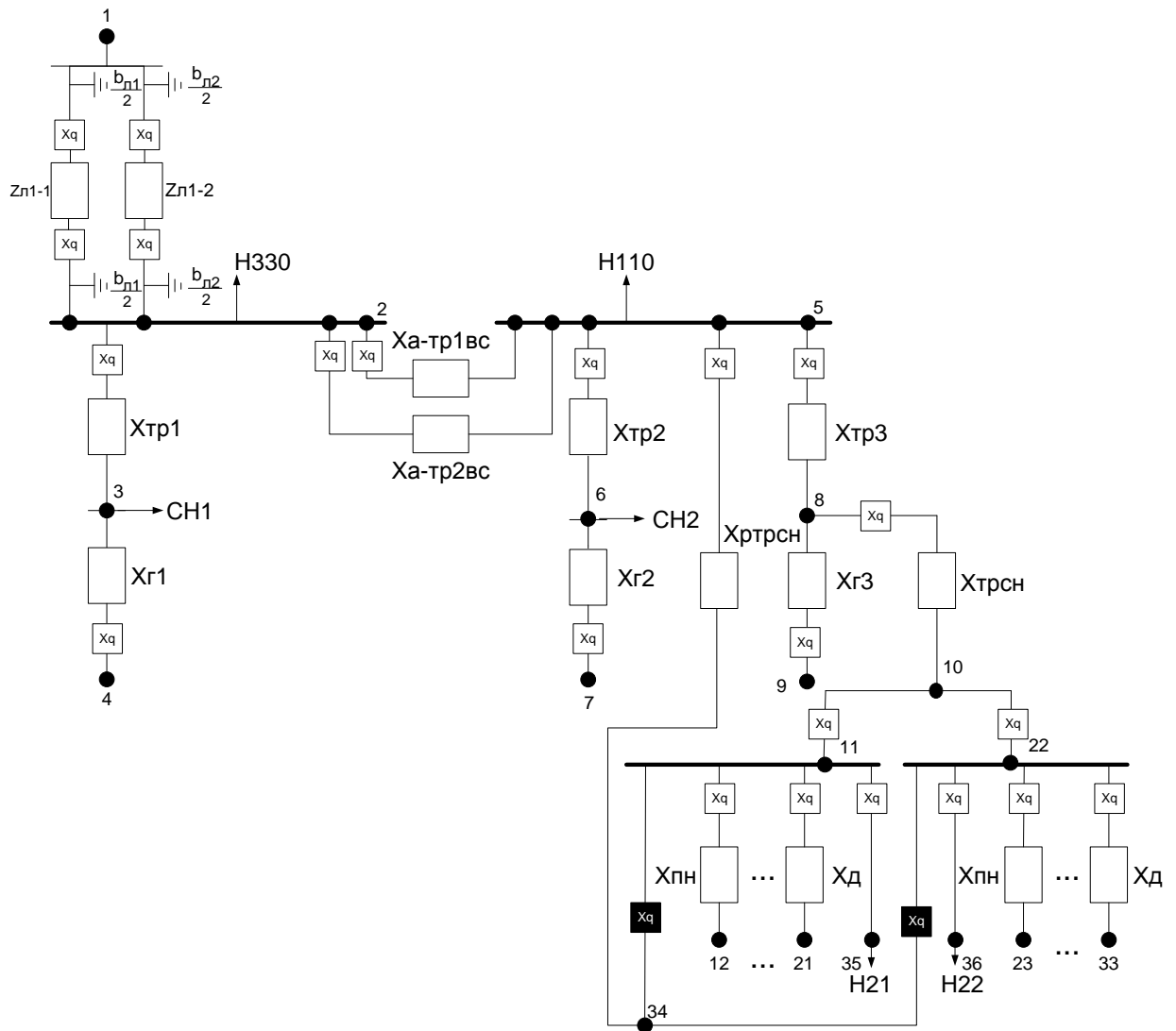
Нагрузка на шине Ш₂₂

$$S_{H22} = 0,1 \cdot (P_{ш22} + jQ_{ш22}) = 0,1 \cdot (6,123 + j4,162) = 0,61 + j0,43 \text{ МВА}$$

Общая нагрузка блока

$$S_{Б2} = S_{H21} + S_{ш21} + S_{H22} + S_{ш22} = 0,61 + j0,41 + 6,1 + j4,1 + 0,61 + j0,43 + 6,1 + j4,3 = 13,42 + j9,24 = 16,293 \text{ МВА}$$

Расчет установившегося режима



$$X_{мп1} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ндок}^2}{S_{ндок}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,109 \text{ Ом}$$

Т:

$$X_{мп2} = X_{мп3} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ндок}^2}{S_{ндок}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,109 \text{ Ом}$$

$$X_{a-мп1дс} = X_{a-мп2дс} = \frac{0,5(U_{к,д-с} + U_{к,д-к} - U_{к,д-н})}{100} \cdot \frac{U_{ндок}^2}{S_{ндок}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{110^2}{125} = 7,109 \text{ Ом}$$

$$X_{мпсн} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ндок}^2}{S_{ндок}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{6,3^2}{25} = 0,159 \text{ Ом}$$

Л:

Л: |

+

$r_0, \text{ Ом/км}$	$x_0, \text{ Ом/км}$	$b_0, \text{ См/км}$	$L_0, \text{ Ом}$	$X_L, \text{ Ом}$	$b_L, \text{ См}$
0,048	0,323	0,341	12,4	83,98	88,66

Произведем расчет а программе МУСТАНГ

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rn0	Qn0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Узел 1	1	1100	346.00	346.00				346.00		346.00	-83.5	203.8			-1000	1000
Узел 2	2	11	330.00	324.35	2.4	254.00	203.00	330.00		330.00						
Узел 3	3	11	15.75	15.72	7.2	13.42	9.40	15.75		15.75						
Узел 4	4	1010	15.75	15.75	7.7			15.75		15.75	200.0	49.9			-1000	1000
Узел 5	5	11	110.00	107.55	5.1	240.00	186.00	110.00		110.00						
Узел 6	6	11	15.75	15.66	10.4	13.26	8.37	15.75		15.75						
Узел 7	7	1010	15.75	15.75	10.9			15.75		15.75	210.0	138.0			-1000	1000
Узел 8	8	11	15.75	15.66	10.4			15.75		15.75						
Узел 9	9	1010	15.75	15.75	10.9			15.75		15.75	210.0	139.7			-1000	1000
Узел 10	10	11	6.30	6.18	7.3			6.30		6.30						
Узел 11	11	11	6.30	6.17	7.2			6.30		6.30						
Узел 12	12	11	6.30	6.17	7.2	0.60	0.27	6.30		6.30						
Узел 13	13	11	6.30	6.17	7.2	1.10	0.64	6.30		6.30						
Узел 14	14	11	6.30	6.17	7.2	0.42	0.26	6.30		6.30						
Узел 15	15	11	6.30	6.17	7.2	0.14	0.09	6.30		6.30						
Узел 16	16	11	6.30	6.17	7.2	0.37	0.31	6.30		6.30						
Узел 17	17	11	6.30	6.17	7.2	0.48	0.40	6.30		6.30						
Узел 18	18	11	6.30	6.17	7.2	0.75	0.44	6.30		6.30						
Узел 19	19	11	6.30	6.17	7.2	1.26	0.81	6.30		6.30						
Узел 20	20	11	6.30	6.17	7.2	0.42	0.56	6.30		6.30						
Узел 21	21	11	6.30	6.17	7.2	0.60	0.36	6.30		6.30						
Узел 22	22	11	6.30	6.17	7.2			6.30		6.30						
Узел 23	23	11	6.30	6.17	7.2	0.60	0.27	6.30		6.30						
Узел 24	24	11	6.30	6.17	7.2	1.10	0.64	6.30		6.30						
Узел 25	25	11	6.30	6.17	7.2	0.42	0.26	6.30		6.30						
Узел 26	26	11	6.30	6.17	7.2	0.14	0.09	6.30		6.30						
Узел 27	27	11	6.30	6.17	7.2	0.38	0.31	6.30		6.30						
Узел 28	28	11	6.30	6.17	7.2	0.48	0.40	6.30		6.30						
Узел 29	29	11	6.30	6.17	7.2	0.75	0.44	6.30		6.30						
Узел 30	30	11	6.30	6.17	7.2	0.42	0.56	6.30		6.30						
Узел 31	31	11	6.30	6.17	7.2	0.60	0.35	6.30		6.30						

Рисунок 11.6 – Результаты. Узлы

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Кт
Узел 1	Узел 2	1	2	1	Л1-1	12.40	83.90		88.6	
Узел 1	Узел 2	1	2	2	Л1-2	12.40	83.90		88.6	
Узел 3	Узел 2	3	2		T1		0.11			0.048
Узел 3	Узел 4	3	4		G1		0.01			
Узел 5	Узел 2	5	2	1	T4		7.11			0.330
Узел 5	Узел 2	5	2	2	T5		7.11			0.330
Узел 6	Узел 5	6	5		T2		0.11			0.138
Узел 6	Узел 7	6	7		G2		0.01			
Узел 8	Узел 5	8	5		T3		0.11			0.138
Узел 8	Узел 9	8	9		G3		0.01			
Узел 10	Узел 8	10	8		TCH		0.16			0.410
Узел 10	Узел 11	10	11				0.01			
Узел 10	Узел 22	10	22				0.01			
Узел 11	Узел 12	11	12		ПН1		0.01			
Узел 11	Узел 13	11	13		ЦН1		0.01			
Узел 11	Узел 14	11	14		КН1		0.01			
Узел 11	Узел 15	11	15		ВГД1		0.01			
Узел 11	Узел 16	11	16		ДВ1		0.01			
Узел 11	Узел 17	11	17		МВ1		0.01			
Узел 11	Узел 18	11	18		МВ2		0.01			
Узел 11	Узел 19	11	19		ДС1		0.01			
Узел 11	Узел 20	11	20		БН1		0.01			
Узел 11	Узел 21	11	21		М1		0.01			
Узел 11	Узел 34	11	34				0.01			
Узел 11	Узел 35	11	35		Д1		0.01			
Узел 22	Узел 23	22	23		Н21		0.01			
Узел 22	Узел 24	22	24		ПН2		0.01			
Узел 22	Узел 25	22	25		ЦН2		0.01			
Узел 22	Узел 26	22	26		КН2		0.01			
Узел 22	Узел 27	22	27		ВГД2		0.01			
Узел 22	Узел 28	22	28		ДВ2		0.01			

Рисунок 11.7 – Результаты. Ветви

Напряжение на шинах ВН и СН в пределах допустимого отклонения.

Напряжение на электродвигателях равно номинальному. Использовали РПН на ТР2 и ТР3. Расчет установившегося режима через резервный трансформатор с.н.

Название	N	Код	Uрас	dU	Рн	Qн	Рd	Qc	Uном	Uсхн	Uном	Pr	Qr	Рш	Qш	Qmin	Qmax
Узел 1	1	1100	346.00						346.00		346.00	-83.5	206.3			-1000	1000
Узел 2	2	11	324.05	2.4	254.00	203.00			330.00		330.00						
Узел 3	3	11	15.72	7.2	13.42	9.40			15.75		15.75						
Узел 4	4	1010	15.75	7.7					15.75		15.75	200.0	51.8			-1000	1000
Узел 5	5	11	107.32	5.1	240.00	186.00			110.00		110.00						
Узел 6	6	11	15.66	10.4	13.26	8.37			15.75		15.75						
Узел 7	7	1010	15.75	10.9					15.75		15.75	210.0	142.2			-1000	1000
Узел 8	8	11	15.66	10.8					15.75		15.75						
Узел 9	9	1010	15.75	11.3					15.75		15.75	210.0	135.7			-1000	1000
Узел 10	10	11	6.27	10.8					6.30		6.30						
Узел 11	11	11	6.26	0.4					6.30		6.30						
Узел 12	12	11	6.26	0.4	0.60	0.27			6.30		6.30						
Узел 13	13	11	6.26	0.4	1.10	0.64			6.30		6.30						
Узел 14	14	11	6.26	0.4	0.42	0.26			6.30		6.30						
Узел 15	15	11	6.26	0.4	0.14	0.09			6.30		6.30						
Узел 16	16	11	6.26	0.4	0.37	0.31			6.30		6.30						
Узел 17	17	11	6.26	0.4	0.48	0.40			6.30		6.30						
Узел 18	18	11	6.26	0.4	0.75	0.44			6.30		6.30						
Узел 19	19	11	6.26	0.4	1.26	0.81			6.30		6.30						
Узел 20	20	11	6.26	0.4	0.42	0.56			6.30		6.30						
Узел 21	21	11	6.26	0.4	0.60	0.36			6.30		6.30						
Узел 22	22	11	6.26	0.4					6.30		6.30						
Узел 23	23	11	6.26	0.4	0.60	0.27			6.30		6.30						
Узел 24	24	11	6.26	0.4	1.10	0.64			6.30		6.30						
Узел 25	25	11	6.26	0.4	0.42	0.26			6.30		6.30						
Узел 26	26	11	6.26	0.4	0.14	0.09			6.30		6.30						
Узел 27	27	11	6.26	0.4	0.38	0.31			6.30		6.30						
Узел 28	28	11	6.26	0.4	0.48	0.40			6.30		6.30						
Узел 29	29	11	6.26	0.4	0.75	0.44			6.30		6.30						
Узел 30	30	11	6.26	0.4	0.42	0.56			6.30		6.30						
Узел 31	31	11	6.26	0.4	0.60	0.35			6.30		6.30						
Узел 32	32	11	6.26	0.4	0.64	0.48			6.30		6.30						
Узел 33	33	11	6.26	0.4	0.60	0.35			6.30		6.30						
Узел 34	34	11	6.27	0.5					6.30		6.30						
Узел 35	35	11	6.26	0.4	0.61	0.41			6.30		6.30						
Узел 36	36	11	6.26	0.4	0.61	0.43			6.30		6.30						

Рисунок 11.10 – Результаты. Узлы

После регулирования РПН резервного т.с.н мы добились нужного напряжения на всех узлах.

Ввод исходных данных

Генераторы		РС	РВ	Возбудители		СД	Форсировка										
Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X"d	X"q	T'd0	T"d0	T"q0		
ТВФ-210-2муз	9		15.75	210	0.800		1450.00	0.340	2.000	1.985	0.220		6.450				
ТВФ-210-2муз	7		15.75	210	0.800		1450.00	0.340	2.000	1.985	0.220		6.450				
Система	1		330.00					0.100									
ТГВ-200-2уз	4		15.75	200	0.850		1410.00	0.287	2.220	2.109	0.190		7.030				

Рисунок 11.11 – Исходные данные по генераторам

N	Статизм	Зона	Тоткр	Тзакр	Ртmin	Ртmax	Дпо	Тпо
7	5.00	0.50	1.500	0.500		210.00		1.500
9	5.00	0.50	1.500	0.500		210.00		1.500
4	5.00	5.00	1.500	0.500		200.00		1.500

Рисунок 11.12 – Исходные данные по регуляторам скорости

N	Трв	Урв+	Урв-	Ки
7	0.040	6.000		50.000
9	0.040	6.000		50.000
4	0.040	6.000		50.000

Рисунок 11.13 – Исходные данные по регуляторам возбуждения

N	Nф	Nсист	Тв	Еqe+
7		1	0.400	2.000
9		1	0.400	2.000
4		1	0.400	2.000

Рисунок 11.14 – Исходные данные по возбудителям

Тип	Вид	Тдв	Дас	Cos(ф)	Кзаг	Мст	Мтрог	Ки	Удв/Ун	Мнах	Мпуск	Ипуск	Сдвном	Sr/Rст
12	1	37.319	0.950	0.900	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	2.000	0.900	5.300	0.800	70.000
13	1	5.700	0.950	0.870	0.900	0.100	0.100	4.000	1.000	2.300	1.300	7.000	0.500	70.000
14	1	2.473	0.950	0.850	0.850	0.120	0.100	4.000	1.000	2.200	1.200	4.900	0.200	70.000
15	1	7.398	0.950	0.840	0.700	0.110	0.100	4.000	1.000	2.400	1.100	5.500	1.000	70.000
16	1	20.738	0.950	0.770	0.600	0.100	0.100	4.000	1.000	2.900	1.300	7.400	0.500	70.000
17	1	14.609	0.950	0.870	0.600	0.160	0.100	4.000	1.000	2.730	1.100	7.000	1.000	70.000
18	1	9.692	0.950	0.860	0.500	0.090	0.100	4.000	1.000	2.200	1.100	6.500	0.600	70.000
19	1	23.504	0.950	0.840	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	2.800	0.650	7.800	1.000	70.000
20	1	39.090	0.950	0.600	0.670	0.200	0.100	4.000	1.000	2.200	1.100	5.000	1.067	70.000
21	1	27.936	0.950	0.860	0.600	0.800	0.100	4.000	1.000	2.500	0.850	6.800	0.933	70.000
23	1	37.319	0.950	0.900	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	2.000	1.300	5.300	0.800	70.000
24	1	5.700	0.950	0.870	0.900	0.100	0.100	4.000	1.000	2.300	0.900	7.000	0.500	70.000
25	1	2.473	0.950	0.850	0.850	0.120	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	4.900	0.200	70.000
26	1	7.398	0.950	0.840	0.700	0.110	0.100	4.000	1.000	2.400	1.200	5.500	1.000	70.000
27	1	20.738	0.950	0.770	0.600	0.100	0.100	4.000	1.000	2.900	1.100	7.400	0.500	70.000
28	1	14.609	0.950	0.870	0.600	0.160	0.100	4.000	1.000	2.300	1.300	7.000	1.000	70.000
29	1	39.909	0.950	0.600	0.670	0.200	0.100	4.000	1.000	2.200	1.100	6.500	0.110	70.000
30	1	27.936	0.950	0.860	0.600	0.800	0.100	4.000	1.000	2.800	0.650	7.800	0.900	70.000
31	1	27.936	0.950	0.860	0.600	0.800	0.100	4.000	1.000	2.500	0.850	6.800	0.900	70.000
32	1	9.692	0.950	0.860	0.500	0.900	0.100	4.000	1.000	2.500	1.100	6.800	0.667	70.000
33	1	18.799	0.950	0.800	0.700	0.960	0.100	4.000	1.000	2.200	0.850	6.000	0.800	70.000

Рисунок 11.15 – Исходные данные по двигателям

1. Короткое замыкание на маломощном электродвигателе (ВГД, узел 14);
2. Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании дифференциальной защиты этого трансформатора;

57

3. Короткое замыкание внутри ТСН при отказе дифференциальной защиты и срабатывании резервной;
4. Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании МТЗ на стороне ВН.

Короткое

замыкание K_1

Автоматика												
Стандартные АЛАР Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Np	Уставка	T1	Kв	Zk1	Zk2	
	1		Время				1.000					
	1		Шунт	14				0.010				
	1	0.220	Шунт	14				-0.010				
	1	0.220	Отключить связь	14	11							

Рисунок 11.17 – Автоматика K_1

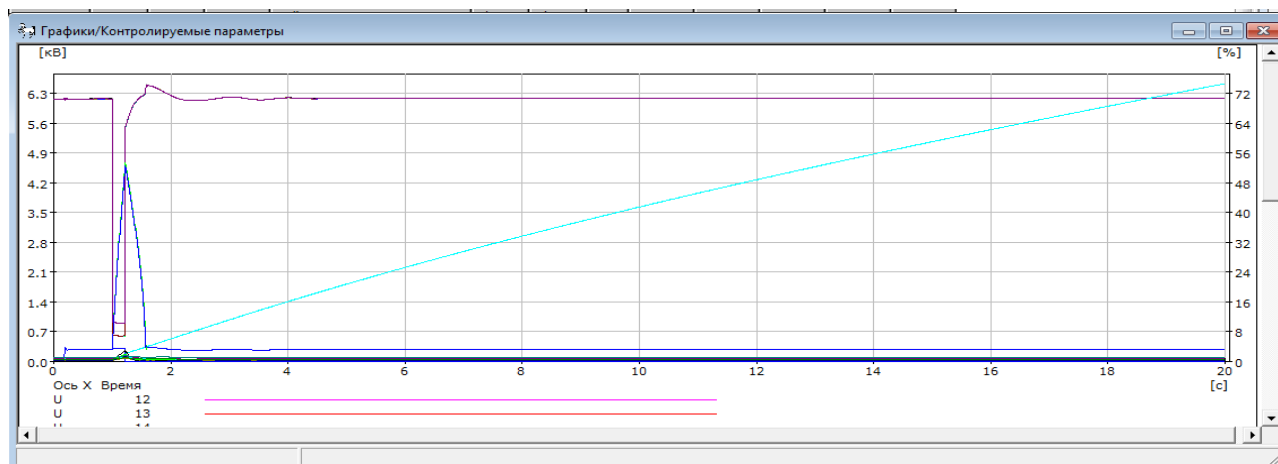


Рисунок 11.18 – Результат при K_1

На графике можно увидеть, что напряжение на всех двигателях после вывода из строя одной из дробилок установилось на номинальное напряжение за 4 с. Допустимое время самозапуска электродвигателей составляет 30-35 с. Скольжение всех неповрежденных двигателей восстанавливается до исходного чуть больше, чем за 2 с.

Короткое замыкание K_2

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.д}} = t_z + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 0,62 \text{ с.},$$

где $t_z = 0,1 \text{ с}$ - время действия основной защиты;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,4 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 0,7 с при отключении цепи рабочего питания действием основной защиты. Данное условие выполняется.

	2		Время			1.000				
	2		Шунт	10			0.010			
	2	0.100	Шунт	10			-0.010			
	2	0.100	Отключить связь	10	11					
	2	0.100	Отключить связь	10	22					
	2	0.620	Включить связь	11	34					
	2	0.620	Включить связь	22	34					

Рисунок 11.19 – Автоматика K_2

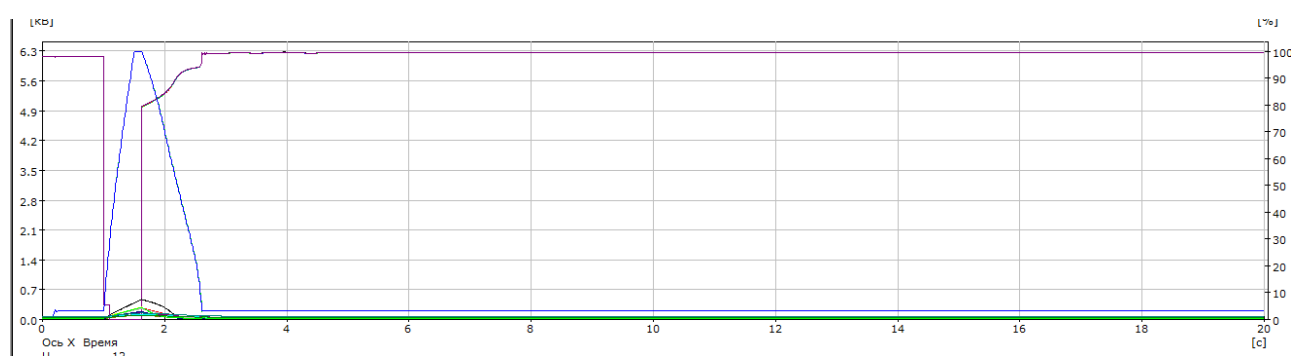


Рисунок 11.20 – Результат при K_2

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за чуть больше 2с. Скольжение восстановилось к исходному за 3с.

Короткое замыкание K_3

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{пп}} = t_z + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 1,42 + 0,9 = 2,32 \text{ с.},$$

где $t_z = 0,9 \text{ с}$ - время действия резервной защиты;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,4 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 1,5 с при отключении цепи рабочего питания действием резервной защиты. Данное условие не

	3		Время			1.000	
	3		Шунт	10		0.010	
	3	0.900	Шунт	10		-0.010	
	3	0.900	Отключить связь	10	11		
	3	2.320	Включить связь	34	11		

Рисунок 11.21– Автоматика K_3

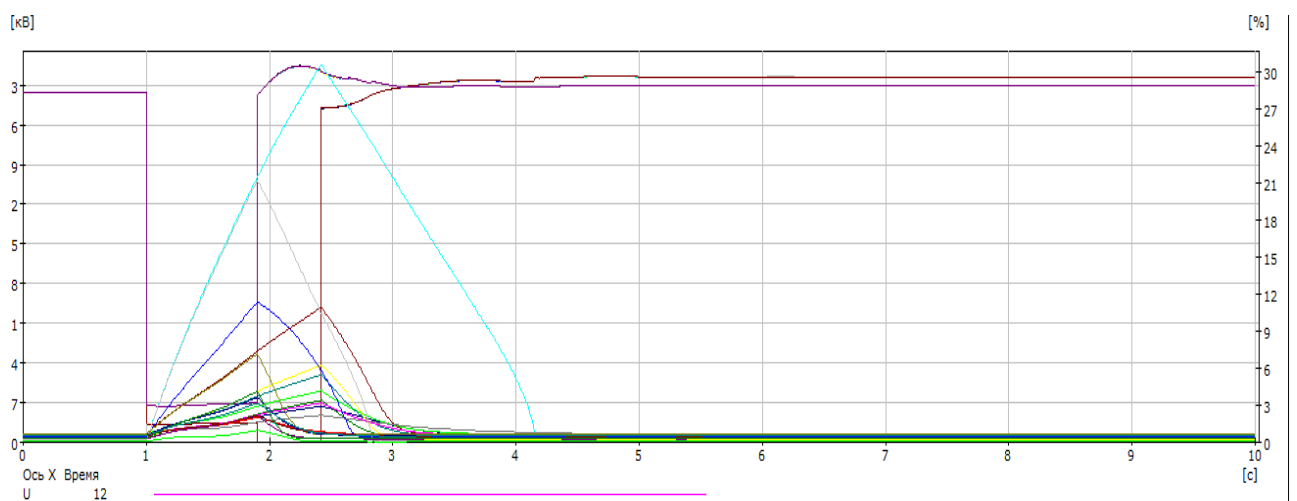


Рисунок 11.22 – Результат при K_3

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за 4 с.
Также по результатам можно увидеть, что напряжение возросло до 6,3 кВ,
что является допустимым. Скольжение восстановилось к исходному за 3 с.

Короткое замыкание К₄

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{пл}} = t_1 + t_{\text{з.откл}} + t_{\text{авр}} = 1,92 \text{ с.},$$

где $t_1 = 1,4 \text{ с}$ - время действия резервной защиты;

$t_{\text{з.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,4 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Время перерыва питания не должно превышать 2 с при отключении ТСН
действием резервной защиты на стороне ВН. Данное условие выполняется.

	3	1.420	Включить связь	11	34		
	4		Время			1.000	
	4		Шунт	10			0.010
	4	1.400	Шунт	10			-0.010
	4	1.400	Отключить связь	11	10		
	4	1.400	Отключить связь	22	10		
	4	1.920	Включить связь	11	34		
	4	1.920	Включить связь	22	34		

Рисунок 11.23 – Автоматика К₄

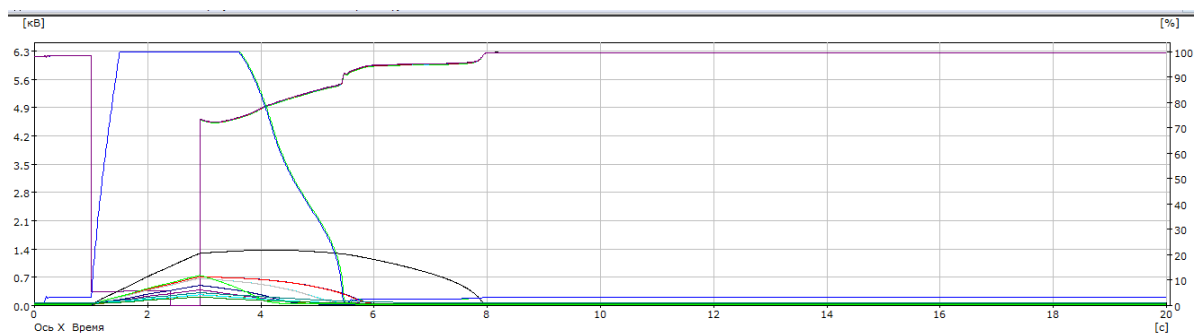


Рисунок 11.24 – Результат при К₄

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за
чуть больше 9с. Скольжение восстановилось к исходному за чуть больше 9 с.

Полная остановка двигателей

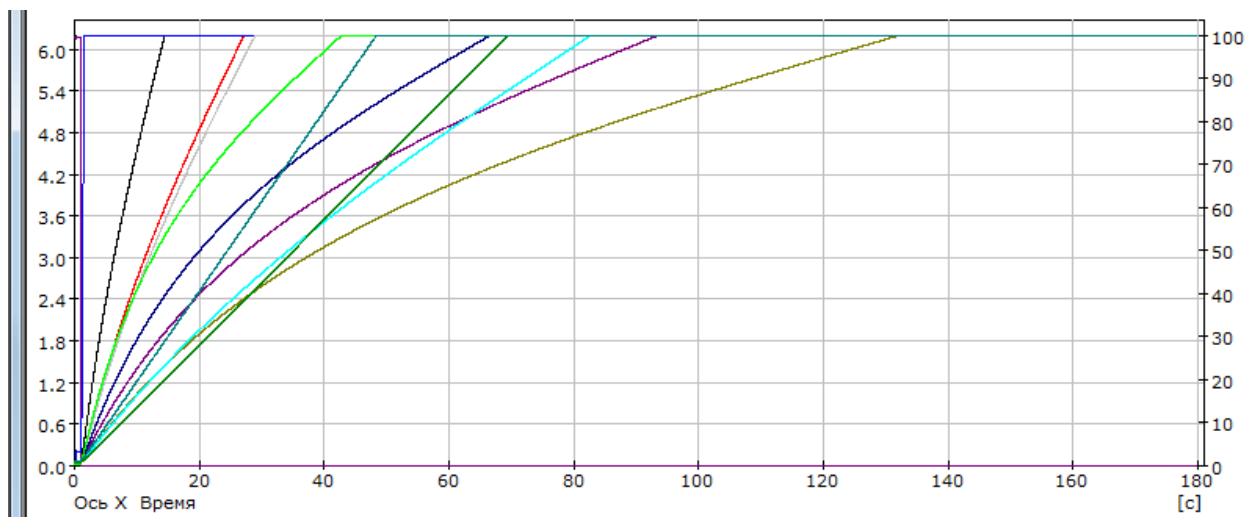


Рисунок 11.26 – Результат при полной остановки двигателя

Полная остановка двигателей происходит по истечению 130-140 секунд.

Произведем самозапуск двигателей после их полной остановки

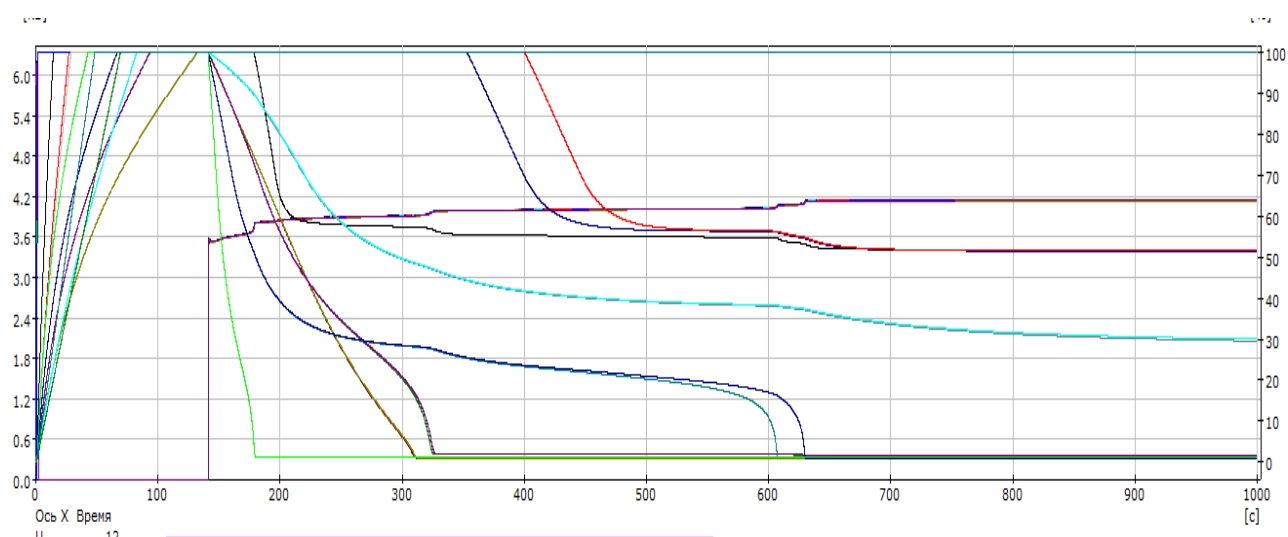


Рисунок 11.27 – Результат при полной остановки двигателя

Как видим самозапуск не успешен, не установилось нужное напряжение и не запустились несколько двигателей. Полностью не запустились ПН, КН, РВ на двух секциях и почти не запустился дымосос. Произведем мероприятия для успешного запуска важных агрегатов, путем исключения из самозапуска двигателей без которых электростанция может работать в течении 4 часов.

Отключим М, Д, нагрузку стац. это узлы 35 и 36.

Узел 11	Узел 20	11	20	БН1		0.01							
Узел 11	Узел 21	11	21	М1		0.01							
Узел 11	Узел 34	11	34			0.01							
Узел 11	Узел 35	11	35	Д1		0.01							
Узел 22	Узел 23	22	23	Н21		0.01							
Узел 22	Узел 24	22	24	ПН2		0.01							
Узел 22	Узел 25	22	25	ЦН2		0.01							
Узел 22	Узел 26	22	26	КН2		0.01							
Узел 22	Узел 27	22	27	ВГД2		0.01							
Узел 22	Узел 28	22	28	ДВ2		0.01							
Узел 22	Узел 29	22	29	МВ3		0.01							
Узел 22	Узел 30	22	30	ДС2		0.01							
Узел 22	Узел 31	22	31	М2		0.01							
Узел 22	Узел 32	22	32	н3		0.01							
Узел 22	Узел 33	22	33	Д1		0.01							
Узел 22	Узел 34	22	34			0.01							
Узел 22	Узел 36	22	36	Д2		0.01							
Узел 34	Узел 5	34	5	РТСН		0.25		0.062					

Рисунок 11.27 – Отключение двигателей

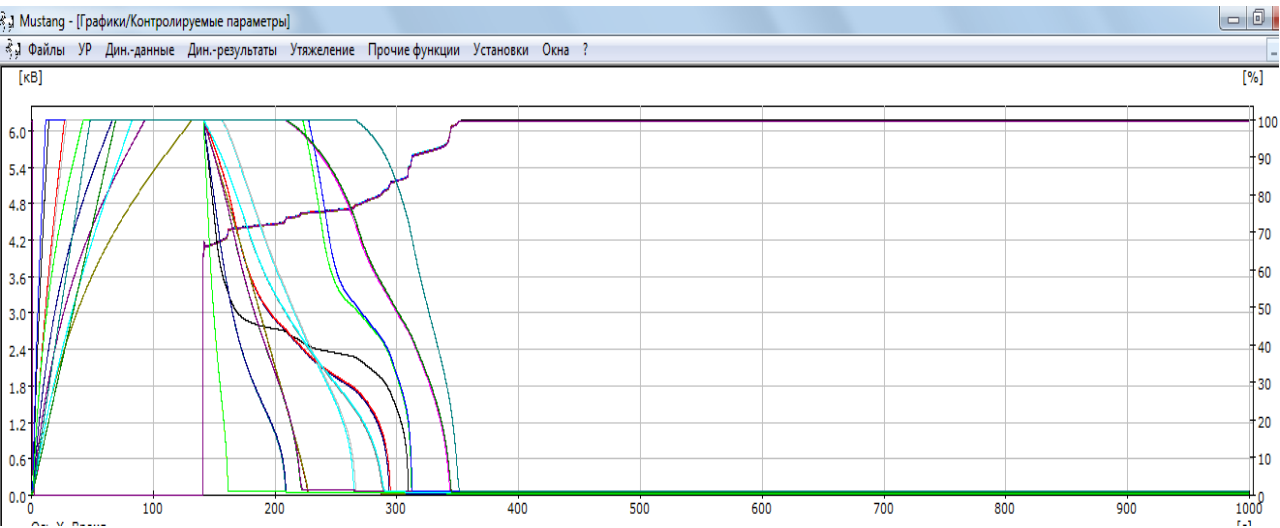


Рисунок 11.28 – Результат после корректировки

Как видно что при отключении указанных двигателей, самозапуск успешен.

По истечению 350 секунд все двигатели запустились. Попробуем теперь после того как запустились важные двигатели, запустить остальные.

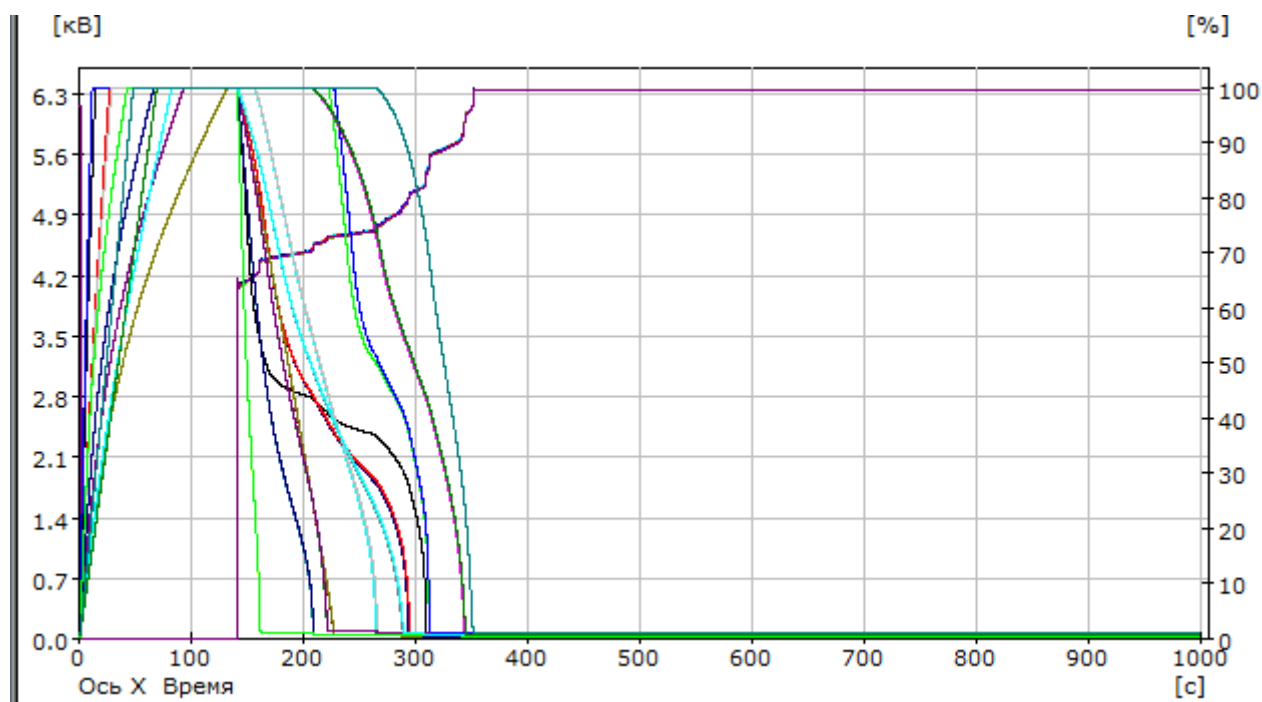


Рисунок 11.29 – Самозапуск двигателей

Как видно из графика самозапуск прошел успешно.

1. ВЫБОР И РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭНЕРГОБЛОКА

3.1 Виды повреждения, аномальные режимы работы и способы выполнения защиты турбогенераторов

3.1.1 Повреждения турбогенераторов и защита от них

Так как с увеличением мощности генераторов возрастает использование материалов и усложняется их внутреннее устройство, то объем разрушений, связанных с внутренними повреждениями, заметно увеличивается. При этом так же возрастают токи К.З., исследования показывают, что они могут в несколько раз превышать токи при К.З. на выводах генератора. В связи с этим необходимо быстрое и эффективное отключение повреждений этого типа. Витковые замыкания обмотки статора. Данный тип повреждений является одним из наиболее частых и опасных видов, так как проходит при

значительном увеличении тока в месте повреждения при незначительном изменении тока в остальных частях обмотки, что приводит к большим разрушениям. Для защиты обмотки статора турбогенератора, имеющего выведенные параллельные ветви обмотки статора каждой фазы, применяют поперечную дифференциальную защиту, реагирующую на разность токов трех фаз в указанных параллельных ветвях. Защиты выполняется без выдержки времени в связи с повышенной опасностью развития повреждения. Для защиты обмотки статора, не имеющей параллельных ветвей, используется защита от замыканий на землю.

1. Замыкания на землю. Такие повреждения относятся к наиболее частым видам повреждений обмотки статора. Обычно вблизи повреждения возникает дуга, которая может вызывать серьезные повреждения стали статора при большом токе повреждения. Для мощных турбогенераторов и турбогенераторов, мощностью 63 и 100 МВт, не имеющих гальванической связи с системой собственных нужд или системой потребителей, применяется защита с использованием напряжения нулевой последовательности первой гармоники и напряжения третьей гармоники. 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов защищается с помощью органа напряжения нулевой последовательности первой гармоники, а остальная часть обмотки – с помощью органа напряжения третьей гармоники. В некоторых случаях используются защиты, использующие наложенные на цепь статора напряжения переменного или постоянного тока. Исполнительный орган защиты реагирует на ток в цепи источника наложенного напряжения при возникновении К.З. на землю. Такие защиты охватывают всю обмотку статора. При наличии на генераторах гальванических ответвлений защита от замыканий на землю выполняется на емкостном токе при токе замыкания на землю более 5 А. При токе замыкания менее 5 А, применяется защита на напряжение нулевой последовательности первой гармоники и напряжение третьей гармоники.

2. Многофазные К.З. Такие повреждения могут возникать быть при развитии повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю. Такие повреждения несут за собой серьезные повреждения, поэтому должны отключаться с помощью быстродействующей защиты. Для защиты от многофазных К.З. применяют продольную дифференциальную защиту, которая основывается на сравнении токов, полученных от трансформаторов токов, установленных со стороны фазных и нулевых выводов генератора.

3. Повреждения обмотки ротора. Распространенными повреждениями обмотки ротора являются различные замыкания на землю. Замыкания в одной точке не сопровождаются большими токами и не влияют на работу генератора. Однако при этом возникает опасность повреждения цепи возбуждения в другой точке. При его появлении часть обмотки ротора шунтируется, что приводит к искажению магнитного поля машины. Этот процесс может стать причиной возникновения вибрации и разрушения подшипников и уплотнений вала генератора. Возникновение дуги может вызвать обгорание изоляции и оплавление меди обмотки. На мощных турбогенераторах защита от повреждений в одной точке выполняется с помощью наложения на цепь возбуждения напряжения переменного тока. Для маломощных генераторов повреждение выявляется при помощи периодических измерениях изоляции цепи возбуждения.

3.1.2 Аномальные режимы работы и выполнение защиты турбогенераторов

1. Несимметричные режимы. Несимметричные токи трехфазной обмотки ротора создают эллиптическое магнитное поле, вращающееся навстречу движения ротора с двойной синхронной скоростью и наводящее в роторных контурах токи двойной частоты. Вследствие чего возникают дополнительные потери в генераторе, а так же возникает повышение нагрева элементов ротора, что может привести к оплавлению концевых клиньев, зубцов, а также к повреждению изоляции обмотки ротора. Для защиты от

несимметричных режимов применяется токовая защита обратной последовательности, в которой для генераторов большой мощности используется интегральная характеристика выдержки времени, соответствующая тепловой характеристике генератора, или выполняется ступенчатой для генераторов малой мощности.

2. Перегрузки обмоток статора и ротора. Режим возникает при понижении напряжения в сети, на которую работает энергоблок, которое возникает из-за недостатка реактивной мощности. Также перегрузка генератора по току статора может стать следствием неисправности в системе возбуждения, вызывающей сильное увеличение тока статора. Для предотвращения перегрузки производится автоматическое снижение тока возбуждения при помощи АРВ и защиты ротора от перегрузки. Для защиты от симметричной перегрузки применяется максимальная токовая защита, отстроенная от наибольшей выдержки времени резервных защит.

3. Повышение напряжения. Данный режим возникает при работе генератора в условиях холостого хода, причиной которого может стать неисправность в системе возбуждения или обрыв цепей напряжения АРВ. Защита от повышения напряжения выполняется на максимальном реле напряжения с высоким коэффициентом возврата и реагирует на повышение напряжения больше $1,2U_{ном}$. Защита выводится из действия при работе генератора на нагрузку.

4. Потеря возбуждения. При потере возбуждения генератор переходит в асинхронный режим, получает возбуждение от сети и выдает активную мощность. При этом увеличивается частота и возникает скольжение 0,3-0,7%, которое вызывает вихревые токи, вызывающие местные нагревы бандажных колец, пазовых клиньев и зубцов ротора. В условиях рассматриваемого режима из-за потребления большой реактивной мощности из сети значительно повышается ток статора и понижается

напряжение на выводах генератора. Вследствие этого выдаваемая генератором активная мощность должна быть ограничена. [10, стр. 123]

3.2 Виды повреждения, аномальные режимы работы и способы выполнения защиты трансформаторов и автотрансформаторов

3.2.1 Повреждения трансформаторов и автотрансформаторов и защита от них

1. Витковые замыкания. При витковых замыканиях трансформатора (автотрансформатора) ток в неповрежденных частях изменяется незначительно, при увеличении тока поврежденного участка в несколько раз. В связи с этим требуется высокая чувствительность защиты для выявления повреждения на ранней стадии, так как оно может перейти в однофазное К.З. на землю или многофазное. Для защиты от внутренних повреждений (от внутренних замыканий) применяют газовую защиту, имеющую два элемента: сигнальный (срабатывающий при слабом газообразовании) и отключающий (действующий при быстром выделении большого объема газа).

2. Многофазные и однофазные К.З. Многофазные К.З. могут возникать в любой из обмоток трехфазного трансформатора. Однофазные К.З. возникают в обмотках, присоединенных к сети с заземленной нейтралью. При больших значениях тока К.З. повреждения могут привести к сильным повреждениям, что обуславливает необходимое быстрое действие защиты. Для защиты от многофазных и однофазных К.З. применяют дифференциальную защиту с зоной действия, ограниченной трансформаторами тока.

3.3 Особенности выполнения защит генератора и трансформатора при работе их в блоке.

1) **Продольная дифференциальная защита.** На рисунке 3.3.3 показано несколько структурных схем, отражающих принципы выполнения продольных дифференциальных защит блоков генератор—трансформатор. Наиболее проста схема на рисунке 3.3.3, а, которая применяется на блоках генератор с косвенным охлаждением — двухобмоточный трансформатор. В этой схеме общая дифференциальная защита с реле РНТ подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора и со стороны высшего напряжения трансформатора. Токовые цепи защиты не подключаются к ТТ, установленным на отпайке к трансформатору собственных нужд, поскольку защита отстраивается током срабатывания от КЗ за трансформатором. В зону действия защиты входят обмотки статора генератора, трансформатора, а также трансформатор собственных нужд. При использовании в таком блоке двух трансформаторов вместо одного, а также при работе двух и более генераторов без выключателей в блоке с одним трансформатором (укрупненный блок) на каждом генераторе и трансформаторе мощностью 125 МВ-А и более должна быть предусмотрена отдельная продольная дифференциальная защита. На генераторе блока, имеющем непосредственное охлаждение обмоток, предусматривается отдельная продольная дифференциальная защита для генераторов типов ТВФ-60 и ТВФ-100 с реле типа РНТ, а для генераторов мощностью 160 МВТ

3.4.2 Защита силового трансформатора

Устройства релейной защиты трансформатора ТДЦ-2500000/110 (Т2) приведены в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 – Защита силового трансформатора

#	Тип защиты	Особенности	реализация	Расчет
1	Газовая защита	От внутренних и витковых замыканий; устанавливается на трансформаторах с масляной системой охлаждения	газовые реле	-
2	Защита от повреждений на выводах и внутренних повреждений трансформатора	Выполнено трехфазным в четырехмодульной кассете и включает в себя три фазных модуля, модуль питания и управления	ДЗТ 21	$K_{AT} = 0,107;$ $I_{OTB\ TAV} = 4,5\ A;$ $I_{OTB\ ПРОМЕЖ\ ТРАНСФ} = 4,48\ A;$ $I_{C3} = 0,3 \cdot I_{НОМ} = 681,6\ A;$ $I_{CP}^* = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}}{n_{TT} \cdot I_{OTB\ TAV}} = 0,36;$ $I_{CP\ OTC} = 6 \cdot I_{НОМ} = 13,6\ kA$
3	Токовая защита нулевой последовательности от токов внешнего короткого замыкания на землю	При наличии заземленной нейтрали защита выполняется в виде трех ступеней	РТ-40 или РНТ-560	$I_{C3}^1 \geq k_{OTC} \cdot k_{ТОК} \cdot 3I_{C3(ПР)}^1;$ $I_{C3}^2 \geq k_{OTC} \cdot k_{ТОК} \cdot I_{C3(ПР)}^2;$ $k_{OTC} = 1,1;$ $k_{ТОК} = 1;$ $I_{C3}^3 \geq \frac{k_{OTC}}{k_B} (I_{НБ} + 3I_{ВН\ НЕСИМ});$ $k_{OTC} = 1,25;$ $k_{\eta} = \frac{3I_{0\ КЗ}}{I_{C3}} = 1,2$
4	Защита от Перегрузки	Ток срабатывания отстраивается от номинального тока		$I_{CP} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{НОМ} = 2,01\ kA;$ $k_{OTC} = 1,05;$ $k_B = 0,8;$

3.4.3 Защита трансформатора собственных нужд

Устройства релейной защиты трансформатора ТРДНС-25000/15

Таблица 3.4.3 – Защита трансформатора собственных нужд

продолжение таблицы 3.4.1

2	Защита от замыканий на землю обмотки статора	Пусковой орган первой гармоники представляет максимальное реле напряжения с фильтром высших гармоник, пусковой орган третьей гармоники является реле напряжения с торможением	33Г-11	$t_{1.0} = 10 \div 15 \text{ мс};$ $K_{r.1.0} = 0,67$
3	Защита от внешних коротких замыканий			
3.1	Дистанционная Защита	Предназначена для защиты от внешних симметричных КЗ	БРЭ 2801 с круговой/эллиптической характеристикой срабатывания	$Z_{сз} = \frac{Z_{нагр}}{k_H k_2 \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр})} =$ $= 0,27 \text{ Ом}$ $k_2 = \frac{Z_{сз}}{Z_{сз макс}} = 0,273$ $Z_{ср} \leq Z_{сз} \cdot \frac{n_{тг}}{n_{тн}} = 0,0244 \text{ Ом}$
4	Защита от симметричной перегрузки обмотки статора	Включается на токовой фазы статора	БЭ 1103 с сигнальным и пусковым органом	$I_{ср со} = 1,05 \cdot I_{ном} = 10,29 \text{ кА};$ $I_{ср по} = 1,1 \cdot I_{ном} = 10,78 \text{ кА}.$

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель раздела финансовый менеджмент – произвести расчет экономической части нашего проекта, разработать план выполнения работ, рассчитать зарплату исполнителям проекта, выполнить экспертную оценку конкурентоспособности поставщиков трансформаторов, определить ресурсоэффективность исследования.

5.1 Оценка конкурентоспособности поставщиков трансформаторов

Экономическая оценка является одним из важных факторов для принятия решения о строительстве и целесообразности размещения любого объекта в заданной экономической зоне, в том числе и объектов топливно-энергетического комплекса. Эксперты оценили характеристики проектов по 0 балльной шкале (10- тах). Далее они оценили важность каждого критерия по 6 балльной шкале (b_j). Затем был определен весовой коэффициент ($w_j = b_j / \sum b_j$). Исследуемые поставщики приведены в таблице 5.0

Таблица 5.0 Исследуемые поставщики трансформаторов

Россия (УралЭнерго)	Россия (УралЭнерго)	Россия (УралЭнерго)	Россия (УралЭнерго)
------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

Таблица 5.1 Определение экспертной оценки конкурентоспособности проектов, данная экспертом 1.

№	Рассматриваемые	Факторы конкурентоспособности проектов(от 0 до 10 баллов)	Итоговая оценка
---	-----------------	---	-----------------

п / п	поставщики	Стоимость приобретения	Надежность	Ремонтопригодность	Стоимость профилактического обслуживания	Функциональная мощность	
1	Россия (УралЭнерго)	7	7	9	6	5	34
2	Европа (TransfEco)	5	9	9	8	5	36
3	Америка (Delaver)	6	9	9	8	5	37
4	Китай (Deahan)	9	5	6	5	4	29
	b_j (от 0 до 6)	6	6	5	5	2	24
	$w_j = b_j / \Sigma b_j$	0,25	0,25	0,21	0,21	0,08	1

Далее проведем корректировку оценок с учетом весовых коэффициентов.

Таблица 5.1.2. Корректировка оценок эксперта 1 с учетом весовых коэффициентов.

№ п / п	Рассматриваемые проекты	Факторы конкурентоспособности проектов					Итоговая оценка
		Стоимость приобретения	Надежность	Ремонтопригодность	Стоимость профилактического обслуживания	Функциональная мощность	
1	Россия (УралЭнерго)	1,75	1,75	1,89	1,26	0,4	7,05
2	Европа (TransfEco)	1,25	2,25	1,89	1,68	0,4	7,47

3	Америка (Delaver)	1,5	2,25	1,89	1,68	0,4	7,72
4	Китай (Deahan)	2,25	1,25	1,26	1,05	0,32	6,13

Затем был опрошен эксперт за номером 2:

Таблица 5.1.3 Определение экспертной оценки конкурентоспособности проектов, данная экспертом 2.

№ п / п	Рассматриваемые поставщики	Факторы конкурентоспособности проектов(от 0 до 10 баллов)					Итоговая оценка
		Стоимость приобретения	Надежность	Ремонтопригодность	Стоимость профилактического обслуживания	Функциональная мощность	
1	Россия (УралЭнерго)	8	7	8	6	6	35
2	Европа (TransfEco)	7	8	8	7	8	38
3	Америка	6	8	6	7	7	34

	(Delaver)						
4	Китай (Deahan)	10	4	4	4	4	26
	b _j (от 0 до 6)	6	6	5	5	2	24
	w _j = b _j /Σ b _j	0,25	0,25	0,21	0,21	0,08	1

Далее проведем корректировку оценок с учетом весовых коэффициентов.

Таблица 5.1.4. Корректировка оценок эксперта 2 с учетом весовых коэффициентов.

№ п / п	Рассматриваемые проекты	Факторы конкурентоспособности проектов					Итоговая оценка
		Стоимость приобретения	Надежность	Ремонтопригодность	Стоимость профилактического обслуживания	Функциональная мощность	
1	Россия (УралЭнерго)	2	1,75	1,68	1,26	0,48	7,17
2	Европа (TransfEco)	1,75	2	1,68	1,47	0,64	7,54
3	Америка (Delaver)	1,5	2	1,26	1,47	0,56	6,79

)						
4	Китай (Deahan)	2,5	1	0,84	0,84	0,32	5,5

Затем был опрошен эксперт за номером 3:

Таблица 5.1.6. Определение экспертной оценки конкурентоспособности проектов, данная экспертом 3.

№ п / п	Рассматриваемые поставщики	Факторы конкурентоспособности проектов(от 0 до 10 баллов)					Итоговая оценка
		Стоимость приобретения	Надежность	Ремонтопригодность	Стоимость профилактического обслуживания	Функциональная мощность	
1	Россия (УралЭнерго)	7	6	8	10	5	36
2	Европа (TransfEco)	6	10	10	10	6	42
3	Америка (Delaver)	6	10	10	9	6	41
4	Китай (Deahan)	10	6	7	7	5	35
	b_j (от 0 до 6)	6	6	5	5	2	24
	$w_j = b_j / \Sigma b_j$	0,25	0,25	0,21	0,21	0,08	1

Продолжение таблицы 5.1.6

Далее проведем корректировку оценок с учетом весовых коэффициентов.

Таблица 5.1.7- Корректировка оценок эксперта 3 с учетом весовых коэффициентов.

№ п / п	Рассматриваемые проекты	Факторы конкурентоспособности проектов					Итоговая оценка
		Стоимость приобретения	Надежность	Ремонтопригодность	Стоимость профилактического обслуживания	Функциональная мощность	
1	Россия (УралЭнерго)	1,75	1,5	1,68	2,1	0,4	7,43
2	Европа (TransfEco)	1,5	2,5	2,1	2,1	0,48	8,68
3	Америка (Delaver)	1,5	2,5	2,1	1,89	0,48	8,47
4	Китай (Deahan)	2,5	1,5	1,47	1,47	0,4	7,34

Продолжение таблицы 5.1.7

Итоговые оценки экспертов. Записываем взвешанные оценки из последнего столбца таблицы по каждому эксперту. Складываем данные по каждому проекту. Отдаем предпочтение проекту, получившему максимальную сумму.

Таблица 5.1.8. Итоговая оценка на основе мнений экспертов о проектах.

№ п/п	Рассматриваемые проекты	Факторы конкурентоспособности проектов			Итоговая оценка
		Мнение эксперта 1	Мнение эксперта 2	Мнение эксперта 3	
1	Россия (УралЭнерго)	7,05	7,17	7,43	21,65
2	Европа (TransfEco)	7,47	7,54	8,68	23,69
3	Америка (Delaver)	7,72	6,79	8,47	22,98

4	Китай (Deahan)	6,13	5,5	7,34	18,97
---	----------------	------	-----	------	-------

По решению экспертов предпочтительней закупка трансформаторов для КЭС из Европы.

5.2 Планирование работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Проектная команда – 2 человека, руководитель и инженер. Перечень работ каждого члена команды представлен в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Этапы выполнения работ

Таблица 5.2 – Этапы выполнения работ

№	Описание работы	Исполнитель
1	Составление и утверждение проекта	руководитель, инженер
2	Приобретение необходимого оборудования	инженер
3	Поиск технической литературы	инженер
4	Проведение предварительных расчетов	инженер
5	Моделирование режимов работы	инженер
6	Расчет электрической части КЭС	инженер
7	Выбор оборудования	руководитель, инженер
8	Выбор защит	руководитель, инженер
9	Расчет защит	инженер
10	Составление итогового отчета	инженер
11	Общая проверка, согласование расчетов	руководитель, инженер

№ п/п	Перечень работ	Трудоемкость работ, людей- дней.	Количество исполнителей	Длительность выполнения работ, людей-дней. T_{pi}
1	Составление и утверждение проекта	2,8	2	2
2	Приобретение необходимого оборудования	4,8	1	7
3	Поиск технической литературы	2,4	1	4
4	Проведение предварительных расчетов	1,4	1	2
5	Моделирование режимов работы	4,8	1	7
6	Расчет электрической части КЭС	24	1	34

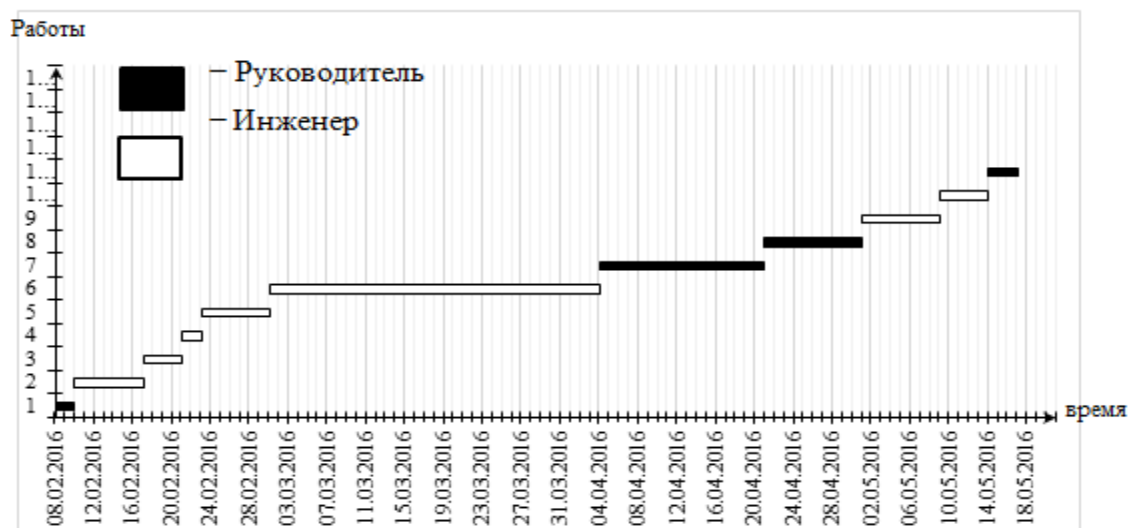
Продолжение таблицы 5.3

Рисунок

1.

График

Ганта



Итого продолжительность работ руководителя -32 , инженера -98

Таблица 5.4 – Материальные затраты

№	Наименование изделия	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Канцелярские принадлежности	1	600	600
2	Бумага офисная (500 листов, A4)	1	285	285
Итого:		885		

¹ Затраты на оборудование

Таблица 5.4.1 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Компьютер	1	45000	45000
2	Программное обеспечение	1	26634	26634
Итого:		71634		

В данную тему включается заработная плата инженера и руководителя.

Таблица 5 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней: <ul style="list-style-type: none"> • выходные дни и праздничные дни 	52	119
Потери рабочего времени: <ul style="list-style-type: none"> • отпуск и невыходы по болезни 	52	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	262	219

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 6:

Таблица 6 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{мс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	20 389,99	0,3	0,2	1,3	39 760,5	1 520,2	32	48646,4
Инженер	14 874,45	0,3	0,2	1,3	29 005,2	1309,9	98	128370,2
Итого:								177016,6

Таблица 5.4.1 – Отчисления во внебюджетные фонды

Таблица 5.4.1 – Отчисления во внебюджетные фонды

+

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	48646,6	7296,96
Инженер	128370,2	19255,3
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	15160	
Инженер	40006	
Итого	55166	

Амортизация

В данном пункте рассчитывается амортизация персонального компьютера, необходимого в исследовательской работе.

Примем, что срок эксплуатации ПК составляет 3 года. Тогда месячная норма

$$K = \frac{I}{n} \cdot 100 \% \quad K = \frac{I}{3} \cdot 100 \% = 33,3 \%$$

амортизации:

где n – срок полезного использования в годах. Тогда амортизация равна:

$$A = \frac{K \cdot I}{365} \cdot m \quad A = \frac{0,333 \cdot 45000}{12} \cdot 3 = 3712 \text{ руб.}$$

где I – итоговая сумма ПК в тыс. руб.;

m – время использования в годах.

Результаты расчета амортизации представим в таблице 8:

Таблица 8 – Расчет амортизации компьютерного оборудования

Наименование изделия	Кол-во единиц изделия	Цена единицы изделия, тыс. руб.	Общая стоимость изделия, тыс. руб.	Норма амортизации	Амортизация
Ноутбук	1	45	45	33,3%	3712 руб.

Таблица 5.5 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	177016,6	59
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	26552,26	7,50
Отчисления во внебюджетные фонды	55166	18,37
Накладные расходы	41397	13,78
Амортизация	3720	1,35
ПО	26634	9,3

Продолжение таблицы 5.5

1.5. Определение ресурсоэффективности исследования

1.5. Определение ресурсоэффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Так как определение финансовой эффективности не представляется возможным в данном случае, произведем оценку ресурсоэффективности научной разработки.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения модели исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$
 где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности исследования представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

<div> <div>Объект</div> <div>Критерий</div> </div>	Весовой коэффициент параметра	<u>УралЭнерг</u> <u>о</u>	<u>TransfEc</u> <u>о</u>	<u>Delave</u> <u>r</u>	<u>Deaha</u> <u>n</u>
Надежность работы	0,15	4	4	4	4
Габаритные размеры	0,1	5	4	3	4
Технические характеристики	0,2	5	5	3	5
Ремонтопригодность	0,15	3	4	4	4
Простота изготовления	0,2	4	3	4	3
Простота эксплуатации	0,2	5	4	3	4
Итого	1	4,35	4	3,5	4

В результате экономического планирования научно-технической работы □ В

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ РЕСУРСЫ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с.
2. Макаричев Ю.А., Овсяников В.Н. Синхронные машины: Учебное пособие для вузов. – Самара. Самар. гос. техн. ун-т, 2010 – 156 с. : ил.
3. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /– 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. :ил.
4. Васильев А.А., Крючкова И.П., Наяшкова Е.Ф., Околович М.Н. Электрическая часть станций и подстанций: учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.: ил.
5. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.:ил.

6. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Технико-экономическое обоснование инновационного проекта: методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 42 с.
7. Продукция Microsoft [Электронный ресурс] цены на продукцию Microsoft URL: <https://products.office.com/ru-ru/Visio/microsoft-visio-plans-and-pricing-compare-visio-options>, свободный, 2016. (дата обращения 2.04.2016)
8. Электрооборудование [Электронный ресурс] Автотрансформаторы URL: https://www.elec.ru/catalog/r1138_2453_g0_7/, свободный, 2010. (дата обращения 20.02.2016)
9. Районный коэффициент к заработной плате в 2016 году [Электронный ресурс] Томская область URL: <http://subsidi.net/>, свободный, 2016. (дата обращения 24.02.2016)
10. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов всех форм обучения /Сост. М.Э. Гусельников, В.Н. Извеков, Н. В. Крепша, В.Ф. Панин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 42 с.
11. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Физические факторы окружающей природной среды. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1996.
12. ГОСТ Р 54200-2010. Ресурсосбережение. Производство энергии. Руководство по применению наилучших доступных технологий для повышения энергоэффективности при сжигании различных видов топлив. Москва (Редакция от 16.01.2015). – М.: Стандартиформ, 2011.
13. ГОСТ Р 50831-95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. Москва (Редакция от 23.06.2009). – М.: Стандартиформ, 1996.

14. Методы и средства защиты человека от опасных и вредных производственных факторов. Учебное пособие /Сост. И.М. Башлыков, О.В. Бердышев, Л.М. Веденеева, С.Н. Костарев, О.В. Кушнарева, О.В. Лонский,

Приложение А Главная схема электрических соединений станции

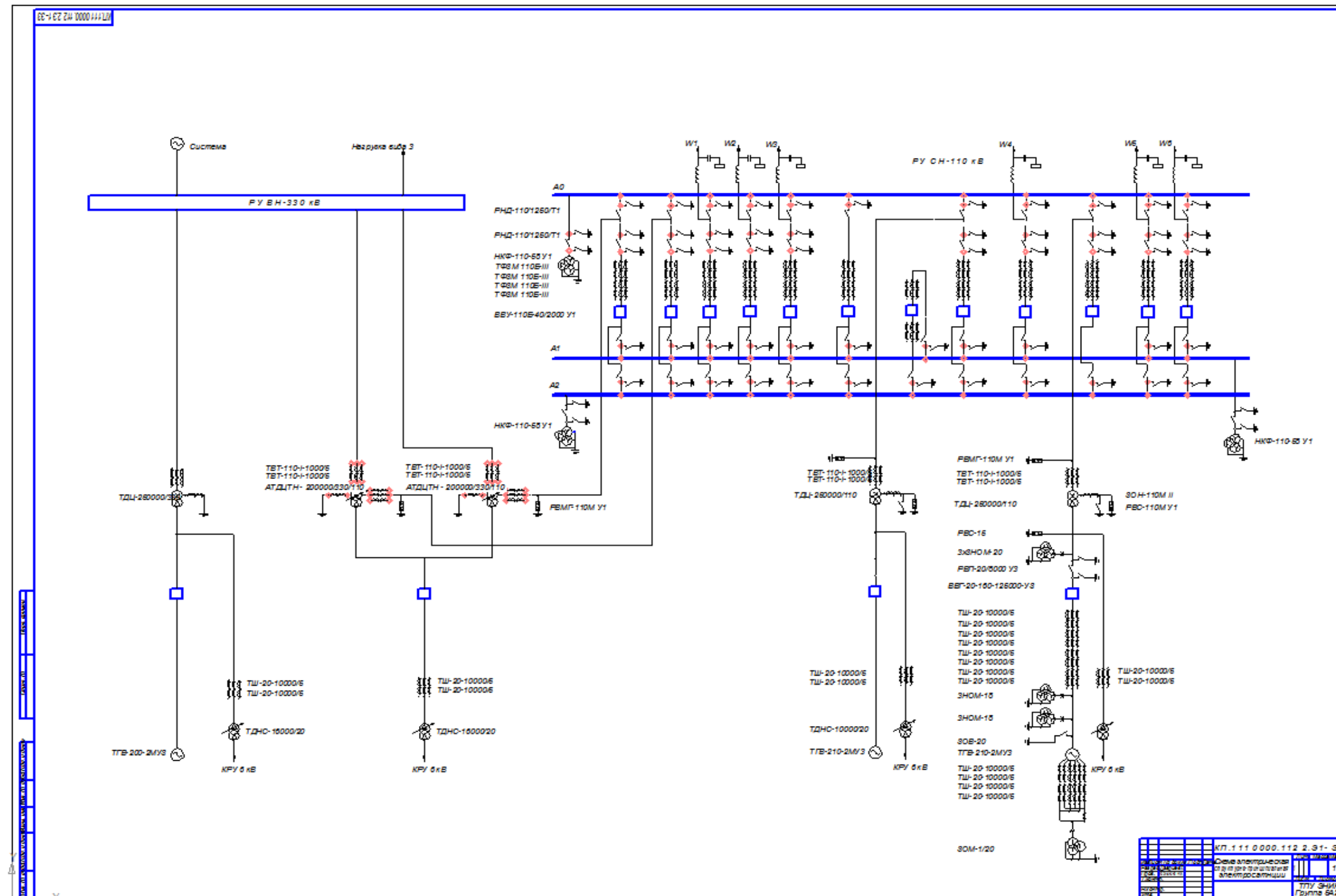


Рисунок А.1 – Главная схема электрических соединений станции

Приложение С - Программный расчет продолжительных режимов

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок:

$P_{ат} = 73.20000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 26.60445 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 77.88477 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН!

Режим максимальных нагрузок, ремонтный:

$P_{ат} = 146.40000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 53.20891 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 155.76953 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН!

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок:

$P_{ат} = 97.20000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 45.23048 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 107.20838 \text{ МВА}$